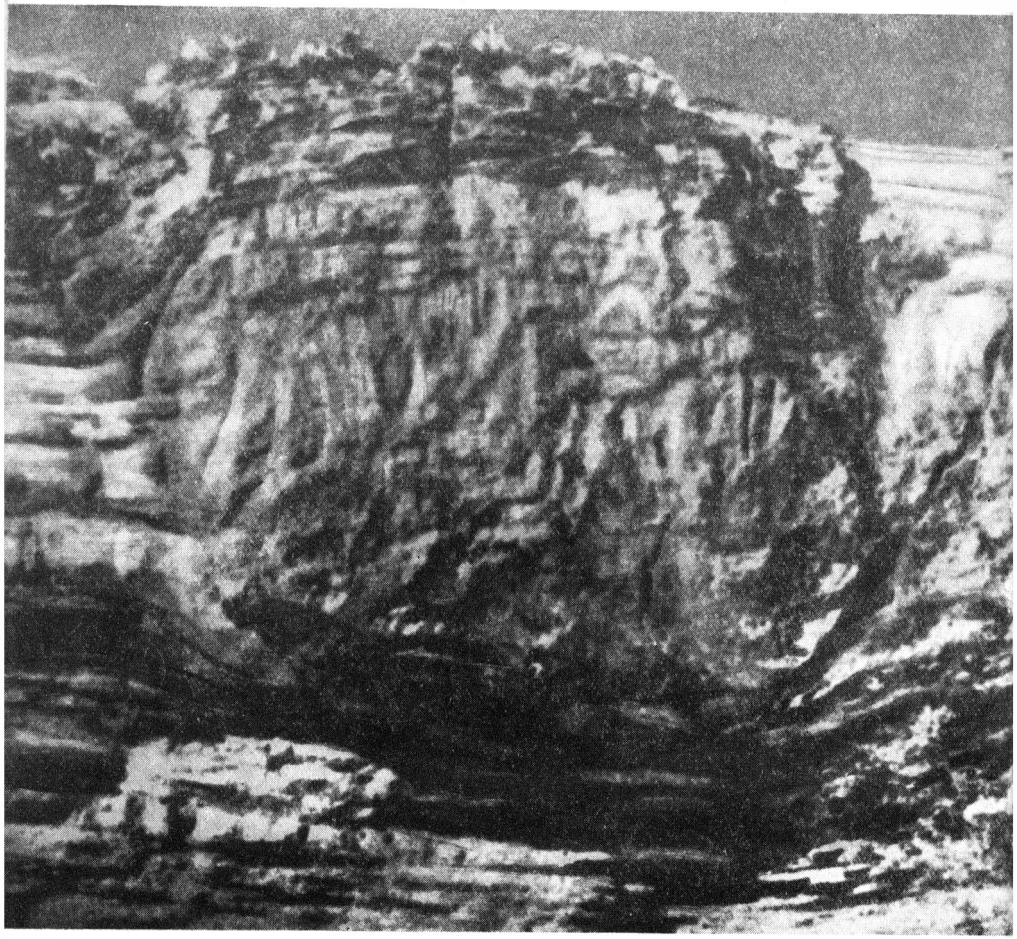
У. А. РАССЕЛ

ОСНОВЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ





Водорослевый известняковый риф в кембрийских отложениях Центрального Техаса. На рисунке видно прогибание слоев под рифом и сводообразный изгиб над кровлей рифа. См. стр. 346.

У. Л. РАССЕЛ

ОСНОВЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Перевод с английского *Ф. Г. Епифановой*

Под редакцией *Н. Б. Вассоевича* и *М. К. Калинко*

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
Ленинград · 1958

PRINCIPLES OF PETROLEUM GEOLOGY

WILLIAM L. RUSSELL
PROFESSOR OF GEOLOGY
TEXAS AGRICULTURAL AND MECHANICAL COLLEGE

McGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC.
NEW YORK TORONTO LONDON
1951

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

От редакторов 7

Предисловие 11

Глава I. Нефтяная геология как наука 13

Общие данные (13). Об учебной подготовке геологов-нефтяников (14). О служебных обязанностях геолога-нефтяника (15). Об этапах развития нефтяной геологии (16). Разработка основной теории (17). Содержание данной книги (19).

Глава 2. Вопросы, связанные с геологией нефти 21

О сведениях из различных областей знаний (21). Организация нефтяной компании (22). Об источниках энергии, обеспечивающей притоки нефти и газа в скважинах (23). О практических занятиях при подготовке нефтяных геологов (25). О системе изложения материала в данной книге (26).

Глава 3. Химия природных углеводородов 27

Значение химии нефти для геолога (27). Об исходных данных (27). Полный элементарный анализ (28). О химической терминологии углеводородов (29). Классы углеводородов (31). Методы анализа (37). О классификационной основе нефтей (38). Процентное содержание углеводородов различного типа в типичных нефтях (38). Сера, кислород и азот в нефтях (39). Порфирины (40). О составе зольного остатка нефтей (41). О составе природного газа (43). Твердые углеводороды (твердые нафтиды) (46). Связь между химическими свойствами нефти и твердых нафтидов (51). Советская литература по битумам и твердым нафтидам (52).

Глава 4. Физические свойства нефти 54

О значении физических свойств (54). Удельный вес, или плотность (55). Вязкость (57). Цвет и флюоресценция (57). Растворимость (58). Точки кипения и застывания (62). Оптическая активность (63). Критические температуры и ретроградная конденсация (63). Молекулярный вес и температура диссоциации (64) Поверхностное натяжение, адгезия и капиллярность (65). Радиоактивность (66). Прочие физические свойства (67). Советская литература (67).

Глава 5. Воды нефтяных месторождений 68

Связь пресных и соленых подземных вод (68). Условия залегания нефтяных вод (69). Способы выражения химического состава вод (70). Химический состав нефтяных вод (70). Идентификация водоносных горизонтов по данным химических анализов вод (73). Химическое изменение нефти под влиянием сульфатов (74). Отсутствие воды в нефте-газоносных песчаниках (75). Происхождение высоко минерализованных вод (77). Ископаемые воды глинистых пород (78). Литература (80). Дополнительная советская литература по гидрогеологии (80).

Глава 6. Методы изображения геологического строения 82

О значении карт в нефтяной геологии (82). Масштабы и условные обозначения (82). Топографическая основа (83). Карты мензульной съемки (84). Земельные карты и карты владений (85). Определение и описание местоположения различных пунктов (89). Допустимые погрешности при определении положения точки на плане и ее высотной отметки (89). Методы определения высотных отметок (91). Геологические карты (91). Условные обозначения элементов залегания (92). Структурные карты (93). Характеристика хорошего опорного горизонта (95). Геологические разрезы, блок-диаграммы и модели (96). Карты изопахит (99). Палеогеологические карты (100).

Глава 7. Тектонические структуры, имеющие значение для нефтяной геологии 102

О необходимых для геолога-нефтяника знаниях в области тектоники (102). Элементы складок (103). Региональные структуры (105). Локальные складки (109). Разрывные нарушения и трещины (115). Структуры, связанные с разрывными нарушениями (120). Смещение сводов складок на глубине (126).

Глава 8. Коллекторы 127

Природа коллекторов (127). Значение пористости и проницаемости (127). Методы измерения пористости (128). Определение пористости глинистых пород (133). Измерение проницаемости (134). Связь между пористостью и проницаемостью (135). Связь между пористостью и проницаемостью и продуктивностью нефтяных и газовых горизонтов (136). Распознавание коллекторов (138). Типы пород, которые могут быть коллекторами нефти и газа (139). Добыча нефти и газа из трещиноватых пород (142). Добыча газа из угля и битуминозных сланцев (144). Происхождение пористости в известняках и доломитах (145).

Глава 9. Классификация ловушек нефти и газа 147

О значении классификации (147). О возможных принципах классификации (148). Структурно-стратиграфическая классификация нефтяных и газовых залежей (151). Описание отдельных классификационных типов ловушек (152). Влияние количественных соотношений нефти, газа и воды в резервуаре (193).

Глава 10. Подземное давление 195

Введение (195). О видах подземного давления (196). Методы определения различных видов подземного давления (197). О важной роли гидростатического давления при добыче нефти и газа (205). О роли уплотняющего давления при геологических процессах (205). Ненормальные давления (208).

Глава 11. Происхождение нефти 210

Важность проблемы (210). О возможности глубинного происхождения нефти (210). Доводы в пользу глубинного происхождения (211). Аргументы против глубинного происхождения (212). О возможности образования нефти из природного газа (213). Характер накопления органического вещества в осадках (215). Химические изменения органического вещества под действием бактерий (217). О природе органического вещества в осадках (219). Роль физических факторов (220). Данные полевых наблюдений (224). Сводка данных о критериях для распознавания нефтематеринских пород (228).

Глава 12. Миграция и аккумуляция нефти 231

Значение данной проблемы (231). История развития теорий (232). Методы проверки теорий (236). Миграция из материнских пород в коллекторы (240). Миграция по коллекторам (242). О возможной миграции нефти в виде газа (245). О наклонных контактах (246). О роли циркуляции артезианских вод в образовании скоплений нефти и газа (256). О роли явления всплывания в нефте- и газонакоплении (268). Роль капиллярных явлений и поверхностного натяжения в процессе аккумуляции нефти и газа (273). О миграции нефти и газа в растворенном в воде состоянии (281). О влиянии миграции на свойства нефти (283). О вертикальной миграции (285). О миграции, параллельной напластованию (285). О времени нефте- и газонакопления (288). Выводы о причинах миграции нефти и газа (293).

Глава 13. Начальный региональный метаморфизм пород и его влияние на нефте-газоносность 295

Введение (295). Влияние регионального метаморфизма на углеродный коэффициент (296). Теория углеродного коэффициента (297). Зависимость состава природных газов от степени регионального метаморфизма отложений (321). Другие способы определения степени регионального метаморфизма (катагенеза) (323).

Глава 14. Связь залежей нефти и газа с несогласиями 327

Введение (327). Типы ловушек при несогласиях (328). Некоторые нефтяные и газовые месторождения, связанные с несогласиями (334).

Глава 15. Условия осадконакопления 336

Введение (336). О целях стратиграфических исследований (336). Сравнение точности структурных и стратиграфических методов определения местоположения нефтяных и газовых месторождений (337). Выяснение общих условий и обстановок осадкообразования. Их влияние на решение вопросов нефтеносности (338). Региональные черты осадконакопления (340). Характерные черты локального осадкообразования (346). Линейное расположение коллекторов и его причины (361). Использование карт изопахит и палеогеологических карт (361). Связь нефтяных и газовых месторождений с береговой линией (362). Соотношение литологических и возрастных границ и границ, устанавливаемых по органическим остаткам (365).

Глава 16. Поверхностные признаки нефтеносности 369

О значении поверхностных признаков (369). Выходы нефти (370). Выходы газа (370). Проявление нефти и газа в мелких скважинах (372). Выходы асфальта (372). Асфальтовые породы (373). Грязевые вулканы (375). Твердые углеводороды (твердые нафтиды) (375). «Парафиновый ил» (376). Слабые поверхностные проявления нефтеносности (377). Значение поверхностных признаков (377).

Глава 17. Соляные купола 881

О значении соляных куполов (381). Распространение (381). Признаки соляных куполов на поверхности (382). Поверхностная геология (384). Соляное ядро, кепрок и солематеринская толща (385). Происхождение соляных куполов (401). Продолжительность формирования соляных куполов (405). Соленосные отложения без соляных куполов (406). Выявление очень глубоких соляных куполов (407). Залежи нефти и газа, связанные с солянными куполами (407).

Глава 18. Литологические разрезы скважин 414

Значение (414). Историческая справка (415). Буровые рапорты бурильщиков (415). Буровые разрезы, составленные по образцам, взятым из скважин канатного бурения (417). Разрезы скважин вращательного бурения, составляемые по образцам (418). Разрезы скважин, составленные по кернам (427). Разрезы скважин, составленные по продолжительности бурения (430). Газовый кароттаж (Mud logging) (431). Специальные виды анализов образцов (433).

Глава 19. Электрические разрезы скважин 436

Роль электрокароттажа в исследовании нефтяных скважин (436). Историческая справка (436). Общая характеристика электрокароттажной аппаратуры (437). Разрезы скважин по изменению естественных электрических потенциалов (439). Электрический разрез скважины, характеризующий сопротивление пород прохождению тока (The Resistivity Log) (443). Применение электрических разрезов скважин (447). Определение элементов залегания с помощью электрических методов (454). Индуктивный электрокароттаж (456). Микрокароттаж (456).

Глава 20. Радиоактивные и нейтронные разрезы скважин 460

Значение и история (460). Использование явления радиоактивности для каротажа скважин (461). Терминология (462). Приборы, применяемые при радиоактивном кароттаже (463). Аппаратурные факторы (464). Литологическая интерпретация радиоактивных разрезов (468). Использование радиоактивных разрезов (473). Нейтроны и связанные с ними явления (474). Аппаратура для нейтронного кароттажа (476). Влияние различных факторов на нейтронные разрезы (477). Интерпретация нейтронных разрезов (478). Применение радиоактивных и нейтронных разрезов скважин (485). Будущие исследования (485).

Глава 21. Корреляция разрезов скважин 487

Значение корреляции (487). Методы корреляции (487). Сравнивание кривых (488). Факторы, помогающие корреляции (491). Цели корреляции (491). Выбор лучших методов корреляции (492). Связь корреляции со стратиграфическими исследованиями (492).

Глава 22. Использование геохимии при разведке нефти и газа . . . 493

Значение геохимии (493). О прежних исследованиях (494). Анализы содержания углеводородов в почвах (495). Другие геохимические методы (499). Будущее геохимических методов при разведке на нефть и газ (501). Дополнительная советская литература (501).

Глава 23. Магнитный, гравиметрический и электрический методы разведки 502

Об основах разведочной геофизики (502). Развитие разведочной геофизики (503). Организация геофизических работ (504). Об отношении геофизики к патентам (504). Что нужно знать геологам о геофизических методах разведки (505). Методы самолетов-снарядов и краевых линий (506). Обычные геофизические термины (507). Магнитные методы разведки (508). Гравиметрические методы (517). Электрические методы (532). Геотермические методы (536). Поверхностные радиоактивные измерения (538).

Глава 24. Сейсмические методы 540

Роль сейсмических методов в разведочном комплексе (540). История развития сейсморазведки (540). Основные принципы измерений глубин с помощью сейсмических методов (541). Единицы, термины и определения (544). Полевая партия (547). Приборы (547). Способы изображения результатов (548). Вычисление результатов (549). Ошибки и точность (551). Сейсмическая съемка методом преломленных волн (553). Метод отраженных волн (557). Стоимость сейсмических работ (562). Ценность сейсмических работ (563). Планирование геофизических работ (563). О взаимоотношении геологии и геофизики (564). Возможность разработки нового геофизического метода (565).

Глава 25. Разработка нефтяных и газовых месторождений после их открытия 567

О характере и значении вопроса (567). Общий характер проблемы (568). Геологические исследования, проводимые непосредственно после открытия залежи поисковой скважиной (569). Геологическое изучение частично разработанных месторождений (572).

Глава 26. Заключение о методах определения местоположения стратиграфических ловушек 575

Значение поисков стратиграфических ловушек нефти (575). Характеристика нефтяных залежей в стратиграфических ловушках (577). Геологические методы поисков стратиграфических ловушек (578). Геофизические методы поисков ископаемых рифов (581). Аренда и бурение на стратиграфические ловушки (584).

Глава 27. Поиски нефти на континентальных шельфах 585

Общая площадь континентальных шельфов (586). Геофизические работы на континентальных шельфах (587). Разведка нефти и газа на континентальных шельфах (588).

Глава 28. Разведка на нефть и газ и оценка перспектив 590

Зависимость промышленной нефте-газоносности от возраста продуктивных отложений (590). Региональное распределение нефти и газа (591). Определение запасов нефти на территориях, где ведется бурение первых поисковых скважин (592). Факторы, которые необходимо учитывать при оценке перспектив отдельных новых площадей (595). Сравнение различных поисковых методов (596). О влиянии предвзятых идей на поисковое бурение (597).

Глава 29. Будущее геологии нефти 598

О перспективах развития геологии нефти (600).

Библиография 602

ОТ РЕДАКТОРОВ

В развитии нефтяной промышленности большую роль играет эффективность поисковых и разведочных работ, во многом зависящая от увеличения числа геологов-нефтяников и повышения их квалификации. В нашей стране созданы для этого условия, в частности и в отношении издания специальных учебных пособий, научных журналов, сборников и отдельных монографий.

В целях расширения кругозора советских геологов-нефтяников и ознакомления их с состоянием зарубежной геологии нефти в двадцатых и тридцатых годах было издано в переводе на русский язык несколько книг, типа учебных пособий, по нефтяной геологии. Последними по времени издания были «Основные вопросы нефтяной геологии» К. Крейчи-Графа (1934) и «Геология нефти и природного газа» Э. Р. Лиллея (1938). В течение последующих двух десятилетий подобного рода переводы не издавались. В целях исправления этого упущения Гостоптехиздат принял решение об опубликовании перевода книг двух известных американских специалистов в области нефтяной геологии — А. Леворсена («Geology of Petroleum», 1956) и У. Рассела («Principles of Petroleum Geology», 1951).

Содержание обеих книг не перекрывается полностью, и они в известной мере дополняют друг друга. Книга У. Рассела, хотя и уступает более капитальному труду А. Леворсена по объему и разработке отдельных проблем нефтяной геологической науки, освещает, однако, все основные вопросы геологии нефти (некоторые более подробно) и также может быть полезной широкому кругу советских читателей — как изучающих в среднетехнических и высших учебных заведениях геологию нефти, так и уже ведущих геологопоисковые и геологоразведочные работы или геофизические исследования.

Автор данной книги в течение почти четверти века разрабатывает отдельные вопросы нефтяной геологии. Им опубликован, главным образом в «Econ. Geol.» и в «Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol.», ряд статей, посвященных миграции нефти и газа, формированию их залежей, водам нефтяных месторождений, теории углеродного коэффициента, радиоактивному кароттажу и т. д. Результаты его личных исследований находят свое отражение

в соответствующих главах книги, но нигде не выдвигаются на первое место.

Автор расценивает свою книгу как справочник для геологов-нефтяников и как учебник повышенного типа (advanced text). В ряду аналогичных советских книг «Основы нефтяной геологии» У. Рассела займут место где-то посредине между учебниками для техникумов и пособиями для высших учебных заведений.

Разные главы в книге У. Рассела представляют различный интерес для советского читателя. Наиболее интересны те, в которых приводится фактический материал по нефтяным месторождениям США, или излагаются разные точки зрения на природу тех или иных явлений и роль различных факторов в развитии нефтегеологических процессов, или даются оценки методов исследования и поисково-разведочных работ. К числу таких глав можно, например, отнести 9-ю, в которой рассматриваются различные типы ловушек и залежей, 12-ю, обсуждающую проблемы миграции нефти и газов, 13-ю, посвященную начальному региональному метаморфизму пород и его влиянию на нефте-газоносность, и другие (14—17).

За время, прошедшее после издания в США книги У. Рассела, было опубликовано много работ по проблеме происхождения нефти, в которых приводятся результаты новых интересных исследований. В частности, установлено широкое распространение углеводородов, хотя и в ничтожных (по относительному содержанию) количествах, в живом веществе, субаквальных осадках, осадочных горных породах, не претерпевших сильного катагенеза; выяснено, что образование некоторых углеводородов нефтяного типа начинается еще в стадии седиментогенеза и усиливается в процессе диагенеза. Оно продолжается и на начальных и средних стадиях катагенеза, когда завершается созревание микронефти («диффузно-рассеянной нефти», по И. М. Губкину). Поэтому глава о генезисе нефти в книге несколько устарела.

В меньшей степени это касается глав, в которых рассматриваются вопросы формирования нефтяных и газовых залежей, хотя и в этой области в последние годы были достигнуты успехи. Не могли найти своего отражения в книге ни важные результаты экспериментальных исследований М. А. Капелюшникова, С. Л. Закса, Т. П. Жузе и М. Н. Соколовой в области явлений обратного испарения и, особенно, растворения углеводородной части битумов глинистых пород в газах, ни интересная концепция У. Гассоу (W. C. Gussow) о дифференциальном улавливании мигрирующих флюидов ловушками и т. д.

Сведения, содержащиеся в ряде других глав, не выходят за рамки того, что можно найти почти в каждом советском учебном пособии по нефтяной геологии. Отдельные главы интересны больше в отношении содержащейся в них информации об особенностях организации геологической службы в нефтяных компаниях США, представлений автора об этапах развития нефтяной геологии и ее будущем и т. д. Эти главы подверглись сокращениям — опущено многое из того, что может представить интерес лишь для весьма узкого круга читателей, например, условия аренды участков. Опущены также элементарные сведения о бурении скважин и некоторые другие данные, исключение которых не отразилось на общей композиции книги.

При переводе книги и редактировании перевода встретились затруднения различного характера. Одни из них были связаны с разницей в стилистических особенностях английской и русской речи, порой исключавшей возможность перевода, близкого к дословному. Особенно часто это имело место в случае кратких заголовков (например, «Marine versus Terrestrial Origin»; * «The Relation of Carbon Ratios to Structure»; «Paleareal Maps»).

Во всех подобных случаях, как и вообще при переводе и редактировании книги, сохранялись мысли автора, но формулировались они с помощью другого словесного материала. Иногда допускались добавления к фразам автора, чтобы сделать их более понятными; иногда, наоборот, исключались излишние повторения. Все это, однако, не очень отразилось на стилистическом почерке автора, для которого, между прочим, характерно обилие таких слов, как: probably, likely, presumably, perhaps, possibly и оборотов: appear to . . . , it seems. . .

Затруднения имели место и при переводе некоторых терминов. В одних случаях традиционный перевод английских терминов исказил бы их смысловое значение и, следовательно, всю мысль автора. Например, с традиционным переводом составного термина «wild cat» — «дикая кошка», являющимся дословным, у советского геолога невольно ассоциируется представление о разведочной скважине, заданной без геологического обоснования» («Словарь по геологии нефти», под редакцией чл.-корр. АН СССР М. Ф. Мирчинка, 1952). Между тем, в настоящее время смысловое значение этого термина изменилось (расширилось) и под «wild cat» понимаются вообще поисковые скважины, закладываемые не только в новых районах, но и на новых участках с недостаточно выясненным геологическим строением, а главное —с неясными перспективами в отношении газо-нефтеносности. «Дикими кошками» называют и такие поисковые скважины, которые закладываются с учетом всех имеющихся геологических и геофизических данных.

То же самое можно сказать и о традиционных переводах терминов «dome» как «купол» (хотя в объем понятия «dome» часто включаются вообще все брахиантиклинали), «cap rock» — как

* Имеется в виду происхождение нефти и газа.

«кепрок», под которым понимается «толща карбонатно-сульфатных пород, покрывающая в виде шапки соляной купол» («Словарь по геологии нефти»), хотя под «cap rock» нередко подразумеваются вообще породы, играющие для нефтяных залежей роль непроницаемой покрышки и т. д.

Затруднения возникали и при переводе некоторых терминов из числа тех, которые были в свое время созданы на основе нейтральных, «мертвых», классических языков, латинского и древнегреческого, и которые являются до сих пор общими для английского и русского языков. В некоторых случаях выяснялось, что в одни и те же термины в американской и нашей литературе вкладывается различное содержание.*

Так, у У. Рассела объем понятия, связанного с термином «стратиграфия», больше, чем в нашей литературе. Часто, говоря о стратиграфии, он подразумевает и литологию и палеогеографию, а говоря о стратиграфических изменениях — имеет в виду то, что у нас принято называть литологическим изменением. Шире понимается термин «structure» и некоторые другие. Эти моменты, а также дискуссионность некоторых высказываний автора или явная недостаточность сообщаемых им сведений, потребовали в ряде случаев примечаний или добавлений от редакторов перевода.

Главы 2, 5—8, 10, 14, 15, 17—21 и 23—25 редактировались М. К. Калинко, остальные главы и предисловие — Н. Б. Вассоевичем. Им же написано в основном и данное предисловие от редакторов. Примечания и добавления принадлежат тому из редакторов, кто осуществлял редактирование соответствующей главы (в противном случае делалась оговорка). Все добавления, если они весьма кратки (одно или два слова), взяты в квадратные скобки; если они составляют одну или несколько фраз — убраны в сноски; в случае же сравнительно больших дополнений они оставлены в основном тексте и набраны петитом; подстрочные примечания, сделанные редакторами, помечены звездочками. Подстрочные примечания автора представляли собой ссылки на литературу (библиографические данные). Все они в русском издании заменены в тексте номерами, соответствующими нумерации в общем списке литературы, помещенном в конце книги. К некоторым главам добавлены списки основной советской литературы по вопросам, рассматриваемым в этих главах.

* Классическим примером могут служить термины «texture» и «structure», понимаемые в США (и Англии) как раз в противоположном, чем у нас (и в Германии), смысле; первый термин должен поэтому переводиться как «структура», а второй — как «текстура».

ПРЕДИСЛОВИЕ

О пользе, которую удастся извлечь из данной книги, можно судить по ее общему плану и поставленным перед ней задачам. Круг вопросов, охватываемых книгой, а также их освещение, были продиктованы с одной стороны тем, что́ необходимо знать, а с другой — тем, что́ уже опубликовано. Книга предназначается в качестве пособия повышенного типа и справочника для геологов-нефтяников. Она была обстоятельно обсуждена рядом нефтяных геологов, с которыми автор консультировался относительно того, какой круг проблем должен быть в ней затронут, что следует отнести к числу основных вопросов, важных для разведчиков, а также относительно того, какие виды специальных исследований, из числа применяемых в нефтяной геологии, надо осветить в книге, изложив методы и технику их производства. Автору пришлось столкнуться с самыми различными точками зрения на то, какие вопросы можно было бы опустить, а каким следовало бы уделить особое внимание.

Нефтяная геология очень тесно связана со структурной геологией, стратиграфией, палеонтологией, промысловой техникой и геофизикой. В сущности геология нефти включает в себя необходимые разделы всех этих наук. Очевидно, что в одной книге умеренного объема невозможно изложить все вопросы с той подробностью, которая требуется учебным руководством повышенного типа. Поэтому пришлось из всех вопросов выделить те, которые заслуживают особого внимания, те, которые можно рассмотреть кратко и, наконец, те вопросы, которые можно полностью опустить. По наукам, с которыми связана геология нефти, имеется довольно обширная литература. Не существует, однако, книги, в которой основные положения нефтяной геологии и применяемые в ней методы исследования были бы изложены на уровне, отвечающем современным требованиям. Поэтому в данной книге таким вопросам отводится бо́льшее внимание за счет тектоники и стратиграфии. Полностью опущена нефтепромысловая техника и палеонтология. Изложение тектоники, стратиграфии и геофизики является вынужденно кратким и, следовательно, довольно элементарным; основы же геологии нефти, напротив, рассматриваются тщательно и подробно.

Казалось бы, что при изложении спорных вопросов следует в равной мере приводить имеющиеся в литературе доводы как «за», так и «против» того или иного положения, однако во многих случаях такой способ изложения был признан нецелесообразным. Простое повторение противоречивых высказываний, вероятно, не удовлетворило бы читателя и ввело его в заблуждение. В некоторых случаях мнение опытных геологов-нефтяников, как, например, в случае оценки значения анализов почвенных углеводородов, в корне отлично от высказываний, имеющихся в литературе. В таких случаях мы стремились примирить крайности и, когда это было возможно, давали положительные заключения. Изложен ряд идей и положений; некоторые из них подвергнуты критике, а другие — одобрены.

Автор считает своим долгом выразить признательность Л. Л. Неттлтону (L. L. Nettleton), Томасу Джилмартину (T. Gilmartin) и С. А. Щербацкому (S. A. Scherbatskoy) за критику глав 23 и 24 и Ф. Джексону (F. G. Jackson), Б. Миллеру (B. Miller), Г. Фергюсону (H. Ferguson) и Ф. Расселу (P. G. Russell) за критику глав 27 и 28. Автор выражает благодарность Леоноре К. Рассел (L. K. Russell) за оказанную ею помощь в подготовке рукописи к печати и ряд замечаний. Наконец, автор глубоко признателен за предоставленную ему возможность воспользоваться материалами Иельского университета и Сельскохозяйственного и Механического Колледжа в Техасе (Texas A. a. M. College).

Уильям Л. Рассел
(William L. Russell)

Февраль, 1951 г.

Глава I

НЕФТЯНАЯ ГЕОЛОГИЯ КАК НАУКА

Общие данные

Целью нефтяной геологии является нахождение нефти и газа и обеспечение рентабельности их добычи. Практический характер задач, которые ставит перед собой геология нефти, вовсе не означает, что методы, применяемые при поисках нефти, могут быть менее научными или что принципы разведки нефти не должны быть также тщательно проверены, как в науке, не преследующей непосредственную практическую цель. Независимо от целевого назначения той или иной науки способы проверки гипотез и совершенствование методов и техники исследований являются одинаковыми. При развитии науки обобщаются и используются данные, получаемые из многих источников. Много важных сведений было получено как при исследовании месторождений нефти и газа, так и при изучении различных условий и процессов, вызывающих накопление нефти и газа там, где они обнаруживаются. Нефтяная геология базируется, главным образом, на стратиграфии и структурной геологии. Важный вклад в развитие нефтяной геологии внесли также геофизика, физика, физическая химия, химия, палеонтология и физическая география.

В США большинство геологов являются геологами-нефтяниками. В последнем отчете Департамента Труда (118) отмечается, что в нефтяной промышленности непосредственно используется около 55% всех геологов США; другая часть геологов используется косвенно в качестве консультантов или через компании по разведке нефти. В горноразрабатывающей промышленности занято непосредственно около 4% всех геологов. По данным Ф. Лэхи (F. H. Lahee) (190) в промышленности США в 1945 г. было занято приблизительно около 10 000 геологов; 5500 из них составляют геологи-нефтяники. В составе Американской Ассоциации нефтяных геологов к марту 1948 г. насчитывалось 4181 действительный член и 1308 членов-корреспондентов. *

* К марту 1956 г. действительных членов было 8160, а членов-корреспондентов — 1136. *Ред.*

Об учебной подготовке геологов-нефтяников

Совсем недавно Ф. Лэхи (190) высказал предположение, с которым, вероятно, в основном, согласятся все изучавшие данный вопрос, что более широкое, фундаментальное изучение студентами общих проблем геологии обеспечит подготовку лучших геологов, чем специализация учащихся в отдельных вопросах, таких как составление разрезов и структурных карт путем проведения горизонталей, коррелирование колонок и т. п. В настоящее время большая часть времени геологов-нефтяников уходит на работу, связанную с этим кругом вопросов, и каждый нефтяной геолог должен уметь в них разбираться.

В 1920 г. большинство геологов-нефтяников было занято геологическим картированием поверхности и вовсе не догадывалось, что в будущем последует сильное развитие геофизики и подземной геологии. В равной мере, совершенно новая техника и методы могут приобрести важное значение в будущей деятельности тех, кто сейчас начинает заниматься нефтяной геологией. Ясно, что специалисты с широким образованием будут лучше подготовлены к освоению новых достижений науки и техники. Благодаря тому, что две трети всех геологов становятся нефтяниками и процент геологов, идущих в нефтяную промышленность, более чем в десять раз превышает процент геологов, идущих в горную промышленность, казалось бы, что важность обучения нефтяной геологии не должна вызывать сомнений. Тем не менее, только те колледжи придают особое значение нефтяной геологии, которые тяготеют территориально к наиболее крупным месторождениям; университеты же, расположенные вдали от районов добычи нефти, склонны игнорировать геологию нефти даже в том случае, когда многие из оканчивающих эти университеты идут в нефтяную промышленность. Возможно, что нефтяная геология не преподается в них потому, что развилась она недавно: усиление спроса на нефтяных геологов началось лишь лет 30 тому назад.

Преподавание нефтяной геологии в колледжах ставит своей целью дать специалистов с широкими знаниями основ предмета; очевидно, что лица, оканчивающие колледжи, должны затем приобретать много специальных сведений. Конечно, каждый геолог, получив впервые работу, обязан досконально изучить геологию того района, где он будет работать, и распределение в нем месторождений нефти и газа. Он должен знать типы структур, содержащих залежи нефти и газа, продуктивные горизонты, структурные и стратиграфические соотношения и литологические особенности свит, методы корреляции, а также руководящие ископаемые, если они важны для корреляции. Начинающий геолог, а также геолог, ищущий работу, должны быть очень хорошо знакомы с таким важным вопросом, как описание и построение разрезов буровых скважин, структурных карт и геологических профилей.

О служебных обязанностях геолога-нефтяника

Служебные обязанности геолога-нефтяника могут быть чрезвычайно разнообразными. По этой причине было бы трудно составить какой-либо определенный перечень качеств, необходимых для успешного ведения дела; трудно также, исходя из качеств студента, проявленных им в учебном заведении, предсказать ему успех в его будущей работе в нефтяной промышленности.

Касаясь вопроса о деятельности и служебных обязанностях нефтяного геолога, А. Леворсен (A. I. Levorsen) (206) в своих статьях высказывает следующие мысли. Только одна десятая времени геолога-нефтяника, работающего для нефтяных компаний, затрачивается непосредственно на работу, связанную с поисками новых нефтяных месторождений. Остальные 90% работы геолога затрачиваются на обслуживание добычи нефти и разработки уже открытых месторождений и на конторскую и административную работу. На геологическое картирование поверхности приходится лишь незначительная часть из 10% геологической работы, затрачиваемой на открытие месторождения.

Деятельность и служебные обязанности нефтяных геологов включают следующие виды работы: микроскопическое изучение проб керна, взятых из скважин; составление и коррелирование буровых разрезов, обследование скважин; «сидение на скважинах», т. е. дежурство при бурении для сбора необходимых данных и проведения геологических консультаций; составление и интерпретацию геофизических съемок и геологических или структурных карт; сбор различных данных; консультирование по вопросу об аренде участков, обеспечение информацией и консультацией отдела, ведающего добычей нефти, и земельного, геофизического и административного отделов; оценка рентабельности добычи нефти и подсчет ее запасов; коммерческая деятельность; работа, связанная с поисками нефти, поверхностное картирование месторождений и административная работа. Как указывает А. Леворсен (204), геологи, работающие над проблемами, связанными с поисками нефти, не получают наиболее высокооплачиваемые и важные должности в нефтяной геологии. Наоборот, административные и конторские работники, а также лица, связанные с добычей нефти и не имеющие прямого отношения к геологии, находятся в лучшем положении. Среди тех, кто занимает известное и высокое положение, неоднократно высказывалось мнение о том, что самым важным, единственным фактором, определяющим чью-либо карьеру в крупной компании, являются личные каче-

ства, умение общаться и работать с людьми. Работа геолога-нефтяника в зарубежных нефтеносных районах может резко отличаться от работы в США. Во многих странах, где сейчас проводятся поисково-разведочные работы, поверхностное геологическое картирование еще является важным методом поисков нефти, но и там, по мере развития разведки на нефть, условия будут постепенно приближаться к условиям, существующим в Соединенных Штатах.

Об этапах развития нефтяной геологии

Нефтяная геология в США прошла несколько этапов в своем развитии. Некоторые из них, по всей вероятности, будут повторяться в любом новом регионе или области. В течение первого этапа, который длился с 1859 примерно до 1915 г., геологи почти не использовались в нефтяной промышленности. Скважины задавались на основе поверхностных или встреченных в мелких скважинах нефте-газопроявлений, простирания слоев [?], на возвышенных участках рельефа (например, на побережье Мексиканского залива), и с помощью различных кустарных способов [rule-of-thumb methods].

В течение второго этапа, охватывающего период с 1915 по 1926 г., скважины намечались по данным полевой съемки; основным принципом, направлявшим работу геологов, была антиклинальная теория. На последнем, современном этапе антиклинальная теория еще играет большую роль, однако наиболее важными критериями для выбора местоположения поисковых скважин являются данные, получаемые при изучении буровых разрезов и геофизических работ. Было высказано мнение, что запас структурных [структурно-тектонических] ловушек, усиленно разыскиваемых в настоящее время, постепенно исчерпается, вследствие чего следующий этап будет характеризоваться поисками стратиграфических ловушек. * Континентальные шельфы, которые практически еще не опробованы, также, вероятно, содержат значительные количества нефти и газа.

Каждый новый, неисследованный район также проходит ряд этапов.

В настоящее время на первом этапе проводится изучение стратиграфии и тектонической структуры с целью определения рентабельности дальнейшей разведки района. Затем обычно следует детальное картирование структур, после чего, если район особенно перспективен, проводятся геофизические работы. По-

* Автор называет стратиграфическими как собственно стратиграфические, так и литологические ловушки. *Ред.*

следующие исследования осуществляются на основании данных геофизики и подземной геологии. Ясно, что бóльшая часть геологической работы по изучению структуры осуществляется после того, как доказана ее продуктивность, и геологи, занимающиеся эксплуатацией месторождения, смогут вести работы на данной площади в течение всего времени, пока она дает нефть или газ.

Разработка основной теории

Практические цели нефтяной геологии навели некоторых геологов на мысль, что теории нет места в этой науке или, по меньшей мере, что разработка и проверка теорий не имеет никакой практической ценности. Однако правильная теория в нефтяной геологии будет способствовать эффективной и экономически выгодной добыче нефти или газа. Нельзя обойтись без теорий, без знания проверенных правил и принципов, лежащих в основе процессов. Общеизвестной истиной является тот факт, что противники теорий в своей деятельности руководствуются принципами, не проверенными научными методами, а поэтому более далекими от реальной действительности, нежели теории, являющиеся общепринятыми. Антиклинальная теория, как наиболее успешная из всех теорий, существующих в нефтяной геологии, является прекрасным примером теории большой практической ценности.

Независимо от того, является наука чистой или прикладной, * методы, используемые для проверки теорий, в общих случаях одинаковы; если гипотезы должным образом сформулированы и проверены, то они одинаково полезны как в практической науке, так и в науке, не ставящей практических целей. Несомненно, многих геологов сбили с правильного пути гипотезы, в которые они уверовали, но это случилось или потому, что это были жалкие ненаучные гипотезы, или же вследствие того, что были выбраны неблагоприятные условия, в которых данные гипотезы неприменимы. Даже антиклинальная теория бессильна там, где добыча производится из стратиграфических ловушек, а

* Такое деление наук, берущее свое начало еще от Аристотеля, в настоящее время должно расцениваться как неточное и примитивное. Все науки, представляющие собой, как известно, системы знаний о той или иной категории предметов и явлений (форм движений) в окружающем нас мире и законах их изменения, развивались, прежде всего и больше всего, для удовлетворения потребностей, возникавших у людей в процессе их практической деятельности. Поэтому нет «чистых», теоретических наук (наука ради науки), как нет и узко прикладных наук, лишенных теоретических основ. Теория и практика находятся в неразрывной связи. *Ред.*

также в районах, где продуктивные свиты не содержат воды.* Тот факт, что неточно или неправильно понятые гипотезы причинили большой ущерб нефтяной промышленности, лишь подтверждает потребность в лучших теориях, но вовсе не говорит о том, что нужно отказаться от всякой теории.

Другое ложное мнение о значении разработки теории в нефтяной геологии, основанное на ее практической направленности, заключается в том, что следует изучать только узкие, специальные вопросы, имеющие непосредственное практическое применение. Однако опыт многих лет разработки других отраслей науки показывает, что только исследования, проводимые в связи с широкими и фундаментальными проблемами, дают прекрасные теоретические и практические результаты. Конечно, не все исследования такого рода приводят к практически ценным результатам, но когда последние получены, то выясняется, что широкие исследовательские работы приносят большую пользу промышленности, бóльшую, чем узкие специальные исследования. Именно это оправдывает длительную разработку таких проблем, как например, вопрос о происхождении нефти.

Проблема нефтеобразования еще не решена, и мы не имеем теорий сколько-нибудь практически полезных для владельцев нефтяных участков. Большинство ошибок, преследующих нефтяных геологов со времени зарождения нефтяной промышленности, происходило и происходит в результате существования двух противоположных точек зрения. Одна группа геологов упорно считает, что нефть и газ могут быть найдены только при тех условиях, которые существуют в уже известных месторождениях. Эти утверждения, возведенные в теорию, удерживали нефтяные компании вдали от многих районов, в которых позднее была обнаружена нефть. Подобное превращение отдельного, ограниченного опыта в общую закономерность привело к тому, что первые геологи Пенсильванского геологического управления (The Pennsylvania Geological Survey) отказались от антиклинальной теории и утверждали, что нефть может быть найдена лишь в горизонтально залегающих пластах.

Причиной ошибок другой группы геологов является противоположный подход к построению гипотез, заключающийся в том, что авторы их исходят из предвзятых мнений и рассуждений,

* Правильнее было бы говорить о структурной теории распределения флюидов в недрах, включающей в себя, как частную по отношению к ней, антиклинальную теорию. В таком именно аспекте представлял себе этот вопрос И. М. Губкин. Еще правильнее было бы говорить о структурно-гравитационной теории. Она не была бы «бессильна» объяснить как залежи нефти в стратиграфических (и литологических) ловушках, так и случаи залегания нефти в синклиналях в тех районах, где продуктивная свита не содержит в коллекторах пластовой воды. *Ред.*

недостаточно проверенных наблюдениями и практикой. Примерами такой тенденции являются утверждения, что нефть нельзя ожидать на глубинах свыше 2 миль (3 *км*), так как там, якобы, пористые промежутки в породах будут закрыты под воздействием большого давления, а также гипотеза, отвергающая возможность поисков нефти в центральных частях крупных структурных бассейнов [крупных депрессий] по причине отсутствия достаточной площади питания, расположенной ниже по падению пластов.

В истории нефтяной геологии известно очень много случаев, когда широко распространенные гипотезы отрицали возможность нахождения нефти в районах, где она, тем не менее, была впоследствии обнаружена. Чтобы теории не противоречили новым фактам, в каждом отдельном случае их приходилось изменять, благодаря чему основные теории нефтяной геологии неуклонно совершенствовались. По мере того как исследуются залежи, обнаруживаемые в новых, незнакомых ранее условиях, создаются теории, используемые при открытии и разработке других нефтяных и газовых месторождений, характеризующихся теми же условиями. Ясно, что чем больше будет собрано данных о разнообразных структурных и стратиграфических условиях, о различных факторах, контролирующих нефтяные залежи, тем полнее и точнее будут научные основы геологии нефти. И хотя порой процент неудачных поисковых скважин при проведении перспективных разведок может возрастать, открытий, способных скомпрометировать ту или иную гипотезу, будет становиться все меньше.

Содержание данной книги

В книге описываются нефте- и газопроявления, характеризуется их зависимость от стратиграфических* и структурных условий, излагается материал о причинах, вызывающих миграцию и аккумуляцию нефти и газа в коллекторах и освещается вопрос об эволюции и изменениях нефти под влиянием геологических факторов. Подробно описаны методы и техника, применяемые при картировании структур, составлении, коррелировании и описании буровых разрезов, при оценке новых разведочных районов, размещении поисковых скважин.

Особое место в книге занимают вопросы, связанные с разведкой нефти, иными словами, принципы, которые кладутся в основу поисков нефти. Разведка нефти и нефтяная геология, как пра-

* Автор понимает стратиграфические условия шире, чем это принято в нашей литературе — он включает в их объем помимо собственно стратиграфических также и литологические и палеогеографические условия (см. стр. 10). *Ред.*

вило, очень тесно связаны с рядом отраслей геологии, и знание их имеет существенное значение для геолога-нефтяника. Среди тесно связанных с нефтяной геологией дисциплин можно перечислить такие, как геологические основы добычи нефти, геофизика, техника эксплуатации и структурная геология. Едва ли возможно осветить в равной мере все эти разделы в одной книге, а поэтому изложение материала сведено к описанию нефтяной разведки, другими словами, к освещению круга вопросов, связанных исключительно с поисками нефти и газа. Такие разделы, как техника и геологические основы эксплуатации нефти, в данной книге отсутствуют.

Глава 2

ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ГЕОЛОГИЕЙ НЕФТИ

В данной главе автором довольно подробно рассматриваются вопросы аренды земельных участков, сбора геологической информации, взаимоотношения геологических служб различных компаний. В условиях капиталистической системы при частной собственности на землю вопросы аренды участков приобретают большое значение. Довольно часто нефтеносные земли становятся предметом наживы, спекуляции. Иногда даже этим занимаются, как отмечает У. Рассел, геологи-консультанты или другие геологи. Вследствие ожесточенной конкуренции нефтяные компании стремятся держать в секрете многие геологические данные: даже разрезы отдельных скважин, называемых «недоступными» («tight hole»), являются секретными. У. Рассел поучает молодых геологов, как и где следует добывать информацию и как держать в секрете данные своей фирмы.

Для советских геологов, работающих в условиях социалистической системы при отсутствии частной собственности на землю и конкуренции между нефтедобывающими организациями, указанные разделы не представляют практического интереса. Поэтому в переводе книги соответствующие разделы данной главы опущены; приводятся лишь разделы, знакомящие читателя с организацией геологической службы в нефтяных компаниях. Представлялось нецелесообразным публиковать в переводе написанные весьма схематично разделы, посвященные принципам канатного и вращательного бурения и крепления скважин. Эти вопросы довольно полно освещены в книгах: Н. И. Щацов. Бурение нефтяных скважин, М.—Л., 1947; В. И. Пронин. Бурение нефтяных скважин. М.—Л., 1949; Г. Н. Протасов и Н. Я. Удянский. Бурение нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, М., 1954; С. М. Кулиев и Р. А. Иоаннесян. Опыт бурения сверхглубоких скважин. Гостоптехиздат, М., 1954. *Ред.*

О сведениях из различных областей знаний

Помимо геологии, геолог-нефтяник должен быть компетентен в некоторых отраслях нефтяной промышленности. Он, безусловно, должен знать условия аренды участков, методы бурения скважин и добычи нефти и газа, ясно представлять себе организацию различных отделов в нефтяных компаниях, связанных с геологической службой, и разбираться в существующих между ними отношениях. Для полного освещения таких вопросов, как аренда участков, бурение нефтяных скважин и добыча нефти и газа, потребовалось бы несколько томов, а потому мы отсылаем

читателя к другим источникам, где эти вопросы изложены гораздо полнее и шире. Если в данной книге этим вопросам отводится мало места, то не следует думать, что они не имеют большого значения. До второй мировой войны в геологических отделах некоторых компаний существовала традиция, обязывавшая всех геологов проработать в течение года или двух лет на буровых скважинах с целью ознакомления с методами бурения, специальной терминологией и с психологией работников буровых бригад.

Организация нефтяной компании

Геологический отдел. Наиболее важным лицом в геологическом отделе является, безусловно, главный геолог. Его разнообразные обязанности являются, в основном, административными и сводятся к руководству; в небольших компаниях у него может найтись время для проведения личных геологических наблюдений; в более же крупных организациях главному геологу, по-видимому, приходится полагаться на материалы других исследователей. Он должен обладать хорошим чутьем на цены, знать, когда наиболее выгодно продать сведения, а внутри отдела знать всю проводимую работу и сотрудников. Он должен убеждать вышестоящих лиц в полезности своих мероприятий, для чего обычно требуется большой такт и чутье. Иногда в его обязанности входит приглашение на работу новых геологов, или же это передается отделу, ведающему кадрами.

В крупных нефтяных компаниях главному геологу обычно непосредственно подчиняются краевые (regional) или районные (district) геологи, которым, в свою очередь, подчиняются отдельные геологи.

Районный геолог работает или под руководством краевого геолога или, если нет краевых геологов, непосредственно подчиняется главному геологу. Под начальством районного геолога может работать до 12 геологов. На тех площадях, на которых ведутся большие работы, районный геолог может руководить деятельностью специалистов, работающих в различных отраслях нефтяной геологии, включая сугубо специальные исследования, такие, например, как исследования микрофауны и нерастворимого остатка [пород]. *

Районный геолог несет ответственность за разработку залежей нефти и газа и за ведение разведки на вверенной ему площади. Он решает, при каких разведочных работах, намеченных его компанией или предложенных другими организациями, следует проводить бурение, от каких участков нужно отказаться и, наоборот, какие участки следует приобрести. Однако в крупных компаниях часто бывает так, что открытие нефтяного или газового месторождения является работой такого большого количества лиц и отделов, что оно не может считаться заслугой одного какого-либо лица.

* Очевидно, автор имеет в виду лиц, занимающихся петрографией. *Ред.*

Связь геологического отдела с другими отделами. Геологический отдел особенно тесно связан со следующими отделами нефтяной компании: земельным, геофизическим, предварительной разведки и бурения или добычи.

Геологический отдел обычно обращается к геофизическому отделу и совместно с ним интерпретирует геофизические данные. Во время бурения скважин, особенно поисковых, закладываемых на новых участках («дикие кошки»), геологический отдел консультирует по вопросам, связанным с определением глубины бурения, идентификацией горизонтов и возможным положением скважины на структуре. Работа отдела предварительной разведки, располагающего наибольшим количеством данных о деятельности вне компании, имеет особо важное значение для геологического отдела. Геологи могут также консультировать отдел по добыче относительно того, на каких глубинах производить опробование скважин.

Об источниках энергии, обеспечивающей притоки нефти и газа в скважинах

Когда нефть и газ встречаются в коллекторах, в которых возможно свободное перемещение флюидов, всегда имеет место движение нефти или газа к скважине.

В первых скважинах, вскрывающих залежь, нефть почти всегда поднимается на значительную высоту. Подробно о давлениях, действующих в нефтяных и газовых коллекторах, говорится в 10 главе. При наличии достаточного давления, как это часто бывает, нефть вытекает на поверхность, образуя фонтан. Движение нефти в скважины происходит под влиянием двух факторов одновременно, а иногда одного из них: 1) объемного расширения газа, растворенного в нефти или сопутствующего ей, и 2) гидростатического давления краевых вод, окружающих нефть в этом коллекторе. В месторождениях, где отсутствует водонапорный режим, добыча нефти прекращается к моменту истощения запасов энергии растворенного в нефти газа, т. е. когда давление газа сильно снижается. В процессе разработки сила тяжести обычно не играет особо важной роли в обеспечении притока нефти к скважинам, но на

последнем этапе в некоторых залежах она становится основным фактором, обусловливающим перемещение нефти по пласту и притекание ее к забою скважины.

До того, как начинается добыча, нефть и вода, содержащиеся в одном и том же пласте, у контакта находятся под одним и тем же гидростатическим давлением. По мере извлечения нефти в процессе добычи давление в нефтяной залежи понижается, в результате чего вода, окружающая нефть, занимает место добытой нефти, продвигая при этом в скважину оставшуюся нефть. Этот процесс, называемый естественным водным вытеснением, обеспечивает высокую продуктивность многих нефтяных месторождений, из которых наиболее известным является Ист Тэксис.* При отсутствии водонапорного режима [в процессе разработки], давление газа и величина добычи будут неуклонно падать до тех пор, пока не истощится месторождение. Но если есть движение краевых вод, то давление воды будет поддерживать относительно высокое давление в скважинах и месторождение будет продолжать давать нефть до тех пор, пока не обводнится нефтеносный горизонт.

Первыми как правило забрасывают [обводняются] скважины, расположенные ниже по падению.

Каждая скважина обычно имеет высокую производительность до того момента, пока подошедшие краевые воды не обводнят ее.

При осторожном, правильно выбранном режиме эксплуатации скважины могут фонтанировать в течение наиболее продолжительного периода жизни месторождения.** Аналогичные результаты могут быть получены путем искусственного заводнения водой, нагнетаемой в продуктивный пласт через скважины. Давление газа может также поддерживаться нагнетанием газа в продуктивный пласт.

Каждый геолог-нефтяник должен быть знаком с методами добычи нефти и нефтепромысловым оборудованием. Эти вопросы

---

* Названия штата *Texas* и месторождения *East Texas* американцами произносится соответственно как Тэксис и Ист Тэксис. Традицией, к сожалению, узаконен перевод слова *Texas* в первом случае (для наименования штата) как *Техас*. Для месторождения же в нашей литературе уже закрепился перевод более правильный — *Ист Тэксис. Ред.* (Н. В.).

** Вопрос об оптимальном режиме работы нефтяных и газовых скважин является весьма сложным. Помимо дебита, при его решении следует учитывать необходимость наиболее полного извлечения нефти из недр, а также экономическую целесообразность получения максимального суммарного количества нефти из каждой скважины. Эти вопросы детально освещаются в соответствующих курсах, а также в книге: А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский, И. А. Черный. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, М.—Л., 1948. *Ред.*

довольно широко освещены у Л. Юрена (L. C. Uren) (358), С. Геролда (S. C. Herold) (154), П. Джонса (P. J. Jones) (179).*

О практических занятиях при подготовке нефтяных геологов

Для лучшего усвоения некоторых вопросов техники и методов, применяемых в нефтяной геологии, необходимо объединять лекции с практическими занятиями. Будущий геолог-нефтяник, безусловно, должен не только теоретически знать, но и практически уметь вычерчивать стратоизогипсы и составлять карты и разрезы различного типа.

Методы корреляции буровых разрезов и интерпретации электрических, радиоактивных и нейтронных диаграмм наилучшим образом могут быть проиллюстрированы в лаборатории с привлечением большого числа графического материала (см. главы 20 и 21).

Наибольшая часть лабораторной работы по составлению структурных карт и разрезов для лучшего усвоения обычно включается в курс структурной геологии еще до изучения нефтяной геологии. Те необходимые для геолога-нефтяника приемы и техника, которые могут быть частично изучены в порядке лабораторной практики, настолько разнообразны, многочисленны и требуют так много времени для овладения ими, что было бы нецелесообразно изучить их наспех в течение одного семестра. Одни из них следует преподнести в качестве самостоятельных курсов, другие могут быть лучше всего изучены в процессе работы.**

---

* Первые две книги, в свое время являвшиеся довольно интересными и новыми, были переведены на русский язык. В настоящее время они значительно устарели. Более полные данные имеются в наших отечественных руководствах:

Г. Н. Газиев и И. И. Корганов. Эксплуатация нефтяных месторождений. Гос. научно-техн. изд-во нефтяной и научно-техн. лит., Баку, 1950—1955.

И. М. Муравьев и А. П. Крылов. Эксплуатация нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, М.—Л., 1949.

И. М. Муравьев. Эксплуатация нефтяных скважин. Гостоптехиздат, М.—Л., 1951. *Ред.*

** При подготовке геологов-нефтяников в высших учебных заведениях СССР студенты обучаются практическим приемам работы во время изучения многих курсов: полевой геологии, структурной геологии, нефтепромысловой геологии, геофизических методов разведки, промысловой геофизики и др. Усвоение этих приемов закрепляется в период прохождения обязательной промысловой практики, иногда и преддипломной практики, а также при составлении курсовых проектов. *Ред.*

О системе изложения материала в данной книге

В данной книге излагаются только те проблемы, которые являются наиболее существенными для полного понимания нефтяной геологии. Большинство из них относится к области геологии; наряду с этим, главным образом, в связи с описанием содержащихся в породах флюидов — таких, как нефть, газ и вода, и описанием методов составления разрезов скважин и геофизики, приводятся в незначительном объеме сведения из области физики и химии. Главы 3 и 5 даются в тексте частично для справки. Включение этих глав в текст книги было желательным в связи с возрастающим использованием техники, требующей знаний о физических и химических свойствах нефти, газа и нефтяных вод. Книга распланирована таким образом, что в начальных главах излагается материал, необходимый для понимания некоторых последующих глав.

Глава 3

ХИМИЯ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Значение химии нефти для геолога

Геологам-нефтяникам нет особой нужды обладать точными и глубокими сведениями из области нефтяной химии, однако знание основ этой науки для них обязательно. В своей работе геологи-нефтяники, в сущности, не сталкиваются непосредственно с вопросами, составляющими предмет химии нефти; тем не менее, потребность в ней возникает во всех случаях, когда речь заходит о проблемах происхождения нефти и ее изменении под влиянием таких факторов, как теплота, давление и катализаторы. Характер взаимодействия нефти с воздухом, грунтовыми водами и породами зависит от ее химической природы. Знание химии нефти также полезно при интерпретации результатов, полученных геохимическими методами разведки и каротажа.

Об исходных данных

Первоначальным источником сведений о химической природе нефти явились наблюдения, проведенные в связи с переработкой нефти. Некоторые сведения были получены в результате стремления классифицировать нефти с целью выяснения их промышленной ценности. Для геолога-нефтяника главный интерес представляют данные о составе компонентов природных нефтей до того, как он будет искусственно изменен; сведения о различных компонентах, получаемых при переработке нефти, не имеют сколько-нибудь важного значения для геологии нефти, если, конечно, они не проливают свет на химический состав естественных нефтей. Зачастую в нефти определяются углеводороды, выделенные путем перегонки; при этом наблюдается тенденция утверждать, что соединения, обнаруженные в дистилляте, имелись и в первоначальной сырой нефти. Подобные выводы могут быть, однако, ошибочными: не следует забывать, что при перегонке очень часто образуются новые соединения. Особенно это касается тяжелых фракций, кипящих при более высоких температурах.

Полный элементарный анализ

Несмотря на огромное разнообразие типов нефтей, их элементарный состав довольно однообразен. Большинство природных нефтей на 95—99% состоит из углерода и водорода; при этом процентное содержание углерода колеблется в пределах от 83 до 87, * а водорода от 11 до 15%. ** Рис. 3-1 показывает связь между удельным весом нефти и содержанием в ней водорода; как и следовало ожидать, с повышением удельного веса наблюдается неуклонное снижение содержания водорода.

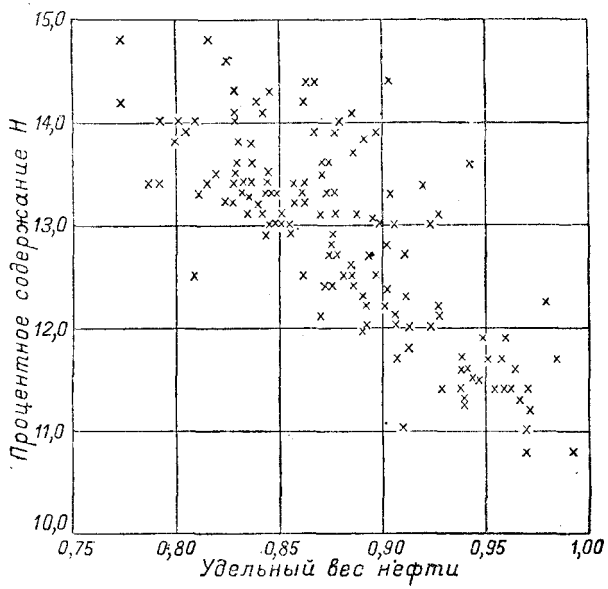


Рис. 3-1. Зависимость между удельным весом нефти и содержанием в ней водорода.

В своем естественном состоянии в коллекторах нефть почти всегда содержит значительное количество растворенных в ней природных газов, в том числе и метана; поскольку последний состоит на 25% из водорода, то это приводит к значительному увеличению в нефти процентного содержания водорода. В последнее время точное определение элементарного состава нефтей

* Известны нефти с более высоким содержанием углерода. Например, в легкой балаханской нефти (Апшеронский п-ов), углерода 87,4%. *Ред.*

** В некоторых тяжелых и ароматических нефтях содержание водорода бывает ниже приводимой автором цифры. Например, в нефти из Верхне-Чусовских Городков содержание водорода составляет 9,3%. *Ред.*

приобрело особо важное значение в связи с интерпретацией нейтронных диаграмм (нейтронный кароттаж очень чувствителен к содержанию водорода).

О химической терминологии углеводородов

Первым шагом к пониманию химии нефти является изучение значения терминов, применяемых при описании углеводородов и связанных с ними реакций. К счастью, терминология в какой-то мере упрощается тем, что наиболее важные в составе нефти соединения — углеводороды представляют собой вещества, состоящие только из двух элементов: водорода и углерода. Валентные связи, удерживающие атомы в молекуле, определяют молекулярную структуру; на диаграммах [в структурных формулах] молекул эти связи обозначаются черточками. Атом водорода, будучи

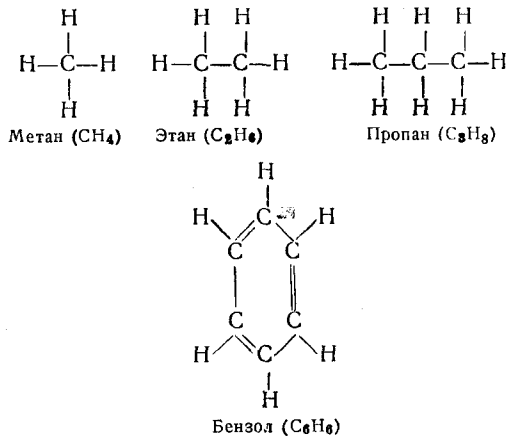


Рис. 3-2. Структура молекул [структурные формулы] метана, этана, пропана и бензола.

одновалентным, имеет одну связь, соединяющую его с другим атомом, а атом углерода, являясь четырехвалентным, имеет четыре связи, каждая из которых соединяет его с атомом водорода или другим атомом углерода.

По степени насыщенности валентных связей углерода водородом, определяемой легче всего по наличию или отсутствию двойных или тройных связей между атомами, все углеводороды делятся на насыщенные и ненасыщенные. Метан обладает наивысшей степенью насыщения, так как в нем все четыре единицы валентности атома углерода связаны с атомами водорода (рис. 3-2). Соединения, в которых атомы углерода связаны с дру-

гими атомами углерода лишь одновалентными связями, как это имеет место, например, в этане и пропане, являющимися членами того же метанового ряда, также считаются насыщенными. Атомы углерода в ненасыщенных углеводородах связаны двухвалентными связями, как например, в молекуле бензола, схема строения которой изображена на том же рис. 3-2.

Насыщенные углеводороды химически более устойчивы, чем ненасыщенные, которые вступают в соединения с кислородом и другими элементами с большей легкостью и при более низких температурах, чем насыщенные. Присоединяя водород, ненасыщенные углеводороды могут перейти в насыщенные; происходящий при этом процесс называется гидрогенизацией.

Углеводороды нефти соответственно их молекулярному строению подразделяются на ряды. Каждый ряд состоит из большого числа возможных соединений с разным молекулярным весом, но с определенной аналогией в строении молекул; соотношение атомов углеводорода и водорода в них может быть выражено определенной формулой. Так, число атомов водорода у представителей каждого ряда равно числу атомов углерода, умноженному на 2 плюс или минус определенное четное число, которое может варьировать от +2 до —6.

Более легкие или начальные (низшие) члены рядов имеют наименьшее число атомов в молекуле; такие углеводороды кипят и плавятся при более низких температурах, чем последующие члены ряда с более крупными молекулами, являющиеся, как правило, твердыми веществами, плавящимися и кипящими при более высоких температурах. В каждом ряду, добавляя к предыдущей молекуле один атом углерода и соответствующее число атомов водорода, можно получить последующую более сложную, или более тяжелую молекулу. *

Все углеводороды в зависимости от их молекулярного строения можно разделить на 2 большие группы: 1) алифатические, или углеводороды с открытой цепью, построенные по типу цепочек с незамкнутыми концами [ациклические углеводороды], и 2) циклические, или кольчатые, образующие замкнутые цепи, т. е. кольца. Примеры и тех и других [ациклических и циклических] показаны на рис. 3-2.

В дискуссиях по проблеме происхождения нефти и по связанным с нею вопросам часто употребляются такие термины, как диссоциация и полимеризация. Диссоциация (называемая также

* Такие ряды называются гомологическими. Каждое последующее соединение в гомологическом ряду отличается от предыдущего на одну и ту же группу атомов (в ряду предельных углеводородов такой группой является CH_2), которая называется гомологической разностью. *Ред.*

крекингом) * представляет собой процесс расщепления крупных молекул на более мелкие и простые. Обратным процессом является полимеризация — образование более тяжелых и крупных молекул за счет соединения более простых и мелких. Все углеводороды расщепляются при довольно высоких температурах. С увеличением молекулярного веса и сложности молекулярного строения легкость расщепления молекул, как правило, возрастает. В лабораторных условиях температуры диссоциации варьируют от 400 до 800° С, но в присутствии соответствующих катализаторов крекинг идет при значительно более низких температурах. Например, как указывает Д. Хауэс (D. A. Howes) (165), метан диссоциирует без катализаторов при температуре свыше 650° С, а в присутствии палладия он разлагается на водород и углерод при 250° С.

Классы углеводородов

По общему мнению, углеводороды, присутствующие в нефти в наиболее значительных количествах, принадлежат к 3 основным классам: парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Парафиновые [метановые] углеводороды имеют общую формулу C_nH_{2n+2}. Рис. 3-2 показывает строение низших членов парафинового ряда. Начиная с метана, различные члены ряда могут быть получены путем присоединения атома углерода и соответствующего числа атомов водорода. На рис. 3-2 это иллюстрируется на примере первых трех членов ряда: метана, этана и пропана.

Из всех углеводородов метан наиболее богат водородом; строго говоря, он является, пожалуй, единственным насыщенным (если иметь в виду водород) углеводородом. Метан является также наиболее химически стойким, т. е. труднее всех диссоциирует и вступает в химические реакции. Члены парафинового [метанового] ряда, по сравнению с членами других рядов, являются химически наиболее стойкими; их молекулы относятся к числу насыщенных и алифатических [с незамкнутой цепью]. Нефтей, состоящих исключительно из парафиновых углеводородов, не существует, хотя озокерит и природный газ образованы почти одними метановыми углеводородами, а жидкие продукты, получаемые при перегонке нефти, и конденсаты природного газа могут на 75% состоять из углеводородов парафинового ряда.

* Термин «крекинг» (в дословном переводе — разложение) употребляется в технологии нефти для обозначения методов ее переработки в условиях повышенных температур (при различных давлениях). При крекинге происходят многочисленные сложные реакции, а не только расщепление (диссоциация) молекул. Последний процесс, правда, является важнейшим. *Ред.*

Нефти метанового ряда содержат заметное количество, иногда доходящее до 10%, твердого парафина;* кроме того, в таких нефтях содержатся ценные смазочные масла. В целом нефти метанового типа имеют относительно меньший удельный вес; кроме того, удельный вес отдельных фракций, отгоняемых от таких нефтей в определенном интервале температур, ниже удельного веса соответствующих погонов из нефтей другого типа.

Метановые нефти добываются в США — в Пенсильвании и соседних штатах, и в Родессе (Rodessa) — Луизиана.

В других странах добыча производится в незначительных количествах.** Самые легкие фракции нефти, как правило, имеют наивысшее процентное содержание метановых углеводородов; в более тяжелых фракциях, выкипающих при более высоких температурах, содержание метановых углеводородов снижается. В табл. 3-1 приводится процентное содержание членов парафинового [метанового] ряда и других классов углеводородов в различных нефтях.

Характеризуя, не совсем правильно, групповой (углеводородный) состав нефтей, автор не дифференцирует их на различные генетические типы. Между тем такие типы существуют и каждому из них свойственны свои особенности как в валовом содержании метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов, так и в их распределении по температурным фракциям. Эти особенности касаются также содержания твердых парафинов, асфальтово-смолистых веществ и т. д.

Если оставить в стороне нефти, измененные вследствие фильтрации при их перемещении в земной коре, то можно различить три основных генетических типа нефтей: 1) нефти, наиболее близкие к первичному начальному типу, или, точнее, претерпевшие наименьшие вторичные изменения (независимо от их характера); 2) нефти, испытавшие воздействие повышенных температур (более 100° С), т. е. затронутые катагенезом; *** 3) нефти, подвергшиеся окислению в зоне гипергенеза (такие нефти обычно залегают на глубинах менее 2000 *м*). Характеристика углеводородного состава нефтей, приведенная У. Расселом, больше всего подходит к нефтям именно этого *последнего типа*. В нефтях *первого типа*, залегающих в верхней части зоны катагенеза, максимальное содержание метановых углеводородов приходится не на самые легкие фракции, а на дистилляты, выкипающие в температурных интервалах от 250 до 300° С (тяжелые сорта керосина) и даже 300—350° (легкие масла). Нефти, происходящие из более глубоких слоев зоны катагенеза, примечательны смещением максимума в содержании метановых углеводородов в сторону еще более высокотемпературных фракций.

Сказанное можно иллюстрировать диаграммами группового состава нефтей разного типа (рис. А, Б, В и Г). Важно отметить, что по таким графикам можно судить о прошлом нефти. Больше того, поскольку ведущим фактором, влияющим как непосредственно, так и косвенно на протекающие в залежах процессы, является температура, то располагая материалами по геотермике района, можно обычно заранее предсказывать, какого типа будет встречена нефть на данной глубине. Конечно, следует учитывать также и другие факторы, например, степень гидрогеологической закрытости месторождения, стерильность (в отношении микрофлоры) залежи,* и т. д.

* Содержание твердых парафинов (определяемых по методу Гольде) в некоторых нефтях может значительно превышать 10%. Так, например, мезозойские нефти Озек-Суата и Зимней Ставки (на землях Грознефти) содержат 20—35% твердых парафинов.

** В СССР также добывались и добываются в значительном количестве нефти метанового типа, содержащие твердые парафины (например, в Октябрьском месторождении Грозненской области, в Дагестане и т. д.). Парафинистые нефти метанового типа характерны для более глубоких зон стратисферы, которые начали разрабатываться более интенсивно в последние годы (в связи с успехами в технике бурения). Поэтому роль таких нефтей в общей добыче нефти неуклонно растет. *Ред.*

*** Катагенез (по А. Е. Ферсману, с поправкой и уточнением) — стадия литогенеза, промежуточная между диагенезом и собственно метаморфизмом (см. Спутник полевого геолога-нефтяника, т. II, 2 изд. Гостоптехиздат, 1954). Эту стадию некоторые неправильно называют «эпигенезом» (см. примечание редактора на стр. 295). *Ред.*

Таблица 3-1

Углеводородный групповой состав нефтей

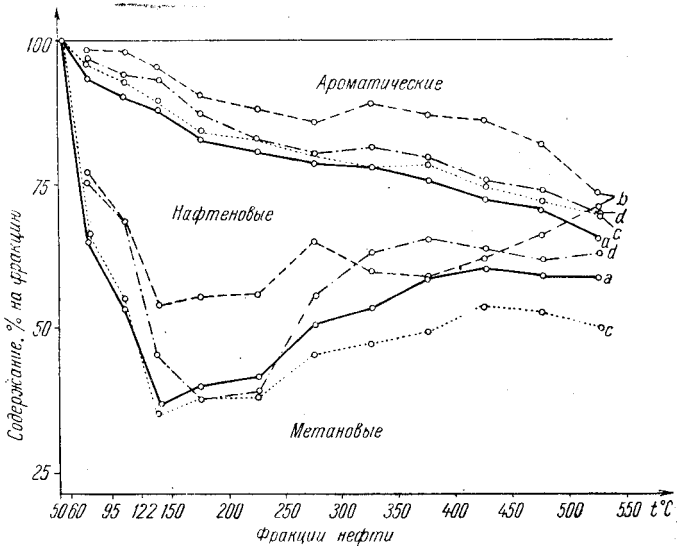
Тип нефти	Место добычи	Процентное содержание по весу			
		Парафины	Нафтены	Ароматические углеводороды	Смолы и асфальтены
Нефть парафинового основания		40	48	10	2
Нафтеновая	Эмба (Доссор) .	12	75	10	3
»	Балаханы	9	66	19	6
»	Биби-Эйбат . . .	11	60	19	10
Асфальт	Бермудские о-ва	5	15	20	60
Парафино-нафтеновая	Оклахома-Сити .	36	45	14	5
Парафино-нафтеновая	Ист Тэксис . . .	33	41	17	9
Нафтено-ароматическая	Санта-Фе-Спрингс, Калифорния	20	45	23	12
Нафтено-ароматическая	Борнео	15	35	35	15
Нафтено-асфальто-ароматическая	Инглвуд	8	42	27	23
Асфальто-ароматическая	Пермь (Урал) . .	13	15	40	32

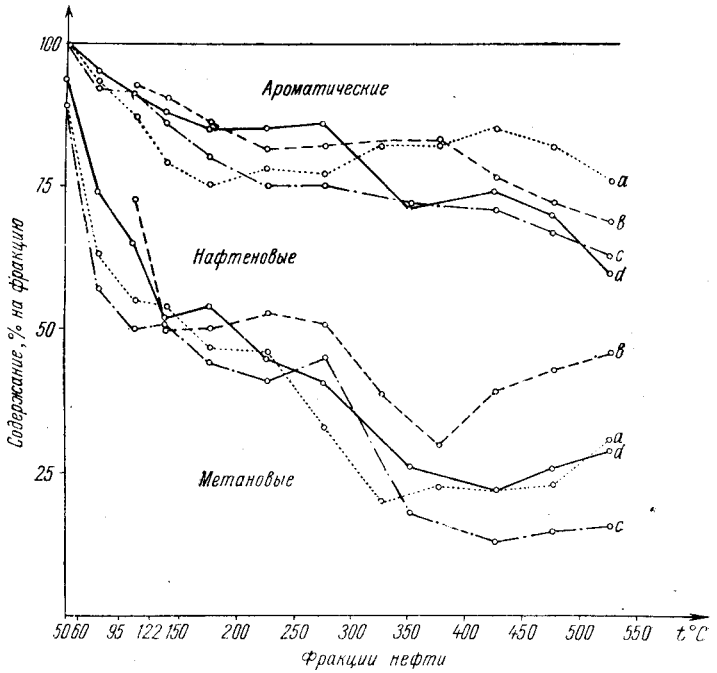
Данные взяты из книги А. Саханена (A. N. Sachanen) (307) „The Chemical Constituents of Petroleum".

* Основным агентом изменения нефтей в зоне гипергенеза является микрофлора, населяющая омывающие залежь воды. Нижняя граница биосферы в земной коре определяется температурой в 80—85° С.

Фиг. А. Условный групповой состав нефтей (по методу анилиновых точек), наименее измененных вторичными процессами в залежах. К ароматическим отнесены также некоторые сернистые соединения в нефти. Анализы выполнены Н. В. Стригалевой:

а — чокракские отложения, Избербаш (Дагестан); *b* — чокракские отложения (XXII пласт), Октябрьское месторождение (Грозный); *c* — верхнеэоценовая кумская свита, месторождение Зыбза (Кубань); *d* — чокракские отложения, месторождение Гора-Горская (Терский хребет).



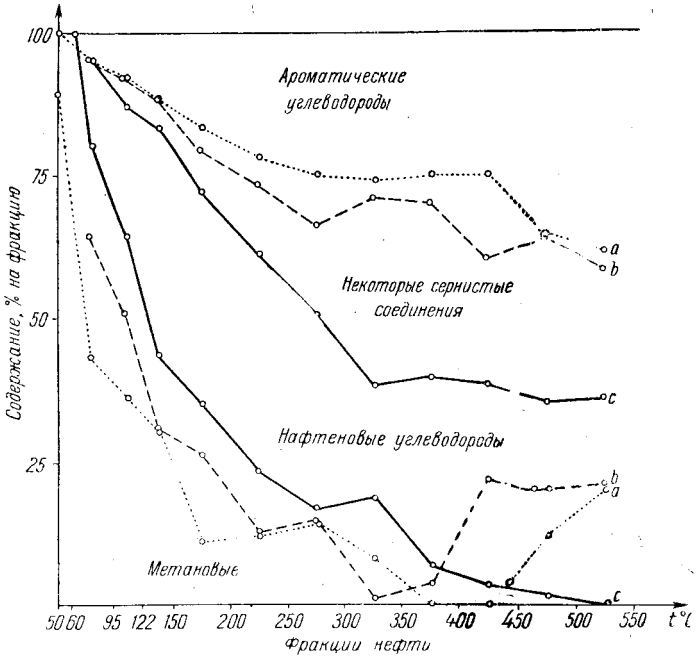


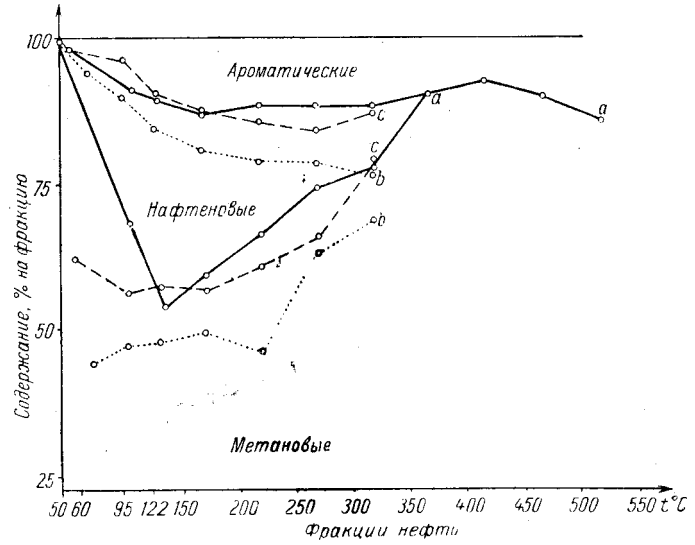
Фиг. Б. Условный групповой состав нефтей (по методу анилиновых точек), претерпевших умеренное окисление в зоне скрытого гипергенеза:

а — эоценовые отложения (VII пласт) Андижанского месторождения (Фергана); *b* — верхнечокракские слои (XVI пласт) Старогрозненского месторождения; *c* — третичные отложения Чангырташского месторождения (Фергана); *d* — верхнепалеозойские отложения Полазненского месторождения (Пермская обл.).

Фиг. В. Условный групповой состав нефтей (по методу анилиновых точек), претерпевших значительное окисление в зоне скрытого (*a*, *b*), а также и явного (*c*) гипергенеза:

а — окобыкайская свита (XI—XII пласты) Охинского месторождения (Сев. Сахалин); *b* — верхнекараганские слои (*I* пласт) Старогрозненского месторождения; *c* — миоцен, месторождение Сталино (Албания).





Фиг. Г. Условный групповой состав нефтей (по методу анилиновых точек), испытавших воздействие факторов катагенеза:

а — мезозой, месторождение Озек-Суат (центральное Предкавказье). Анилиновый метод показывает отсутствие нафтенов в высших фракциях. В действительности нафтены присутствуют, но в меньшем количестве, чем в нефтях, представленных диаграммами на фиг. А и В. Анализ Н. В. Стригалевой; *b* — майкопская толща, месторождение Дыш (Кубань). Данных о масляных фракциях нет. Анализ ЦНИЛ Краснодарнефти; *c* — чокракская толща, Гойтен-Кротовый (Грозный). Данных о масляных фракциях нет. Анализ ГрозНИИ.

Нельзя не отметить, что все или бóльшая часть данных о групповом составе нефтей в табл. 3-1 (как и цифры, по которым построены диаграммы на рис. А, Б, В и Г) получены путем анализа по методу анилиновых точек, долгое время являвшемуся стандартным во многих странах, в том числе и в СССР. Этим методом определяют содержание в нефти трех групп соединений, именуемых метановыми, нафтеновыми и ароматическими углеводородами. Однако наименования эти условны, и условность их нарастает вместе с повышением температуры кипения анализируемых фракций. В нефтях много сложнопостроенных угловодородов, являющихся смешанными, «гибридными», содержащими в своих молекулах как кольчатые структуры (нередко нафтеновые и ароматические вместе), так и алифатические (метанового ряда) боковые цепочки. Таких соединений особенно много в масляной фракции, но они встречаются и в более низкотемпературных фракциях. В так называемые «ароматические углеводороды», определяемые по анилиновому методу, в действительности попадают, кроме собственно ароматических углеводородов и углеводородов, содержащих наряду с ароматическими кольцами и нафтеновые, также почти все соединения, содержащие серу, азот, кислород.

Соотношения между нафтеновыми и метановыми углеводородами, определяемыми по анилиновой точке деароматизированных фракций, особенно неточны для масляных фракций нефтей; степень этой неточности увеличивается с уменьшением содержания нафтеновых углеводородов и с уменьшением их цикличности. В последнем случае анилиновый метод может показать даже отсутствие нафтеновых углеводородов в масляных фракциях (см. рис. Г), в то время как в действительности они имеются.

Углеводороды нафтенового ряда имеют общую формулу C_nH_{2n}, кольцеобразную (циклическую) структуру и насыщенную молекулу. В сравнении с метановыми углеводородами члены нафтенового ряда, имеющие те же температуры кипения, обладают более высоким удельным весом. Кроме того, они являются химически менее стойкими.

Тяжелые фракции нефтей нафтенового типа не содержат или содержат очень мало твердых парафинов и, наоборот, характеризуются значительным количеством асфальтово-смолистых веществ. Хотя нефти с резким преобладанием нафтенов встречаются редко, последние содержатся в значительном количестве во всех типах нефтей.

Углеводороды ароматического ряда имеют общую формулу C_nH_{2n-6}, циклическую структуру и ненасыщенную молекулу. Строение простейшей и наименьшей из всех молекул этого ряда — молекулы бензола — графически изображено на рис. 3-2. Молекулы построены по типу колец, состоящих из шести атомов углерода и шести атомов водорода, причем атомы углерода присоединяются друг к другу поочередно одно- и двухвалентными связями. * Члены данного ряда менее стойки химически и быстрее

* Это указание основано на устаревших данных. В настоящее время принято считать, что в бензольных кольцах имеет место особый, «полуторный» тип связи, равноценный для всех пар атомов углерода. *Ред.*

окисляются, чем члены парафинового и нафтенового рядов; * они вступают в реакцию с концентрированной серной кислотой.

Нефти, состоящие исключительно из ароматических углеводородов, в природе неизвестны; однако, как видно из табл. 3-1, все нефти содержат некоторое количество ароматических углеводородов. Относительно высокому процентному содержанию ароматических углеводородов обычно сопутствует большое количество асфальтово-смолистых веществ и, как показывает табл. 3-1, в природных асфальтах нафтеновых и метановых углеводородов содержится меньше, чем ароматических.

Связь асфальтов и ароматических углеводородов можно рассматривать как результат способности последних легко окисляться, что объясняется принадлежностью их к ненасыщенным соединениям. В продуктах крекинга нефти установлено наличие углеводородов других рядов. Что же касается их присутствия в природных (сырых) нефтях, то здесь мнения расходятся. Если они и присутствуют в сырых нефтях, то, по-видимому, только в малых количествах и в тяжелых фракциях. Все они являются ненасыщенными, химически нестойкими, некоторые из них уступают в стойкости даже ароматическим углеводородам.

Методы анализа

Из огромного количества химических и физических методов, используемых для выделения и анализа различных сложных веществ, присутствующих в нефти, дистилляция (перегонка) применяется настолько часто, что необходимо рассмотреть возможности этого метода. Дистилляция дает хорошие результаты при выделении компонентов, имеющих низкие температуры кипения, поскольку такие компоненты характеризуются довольно большой разницей в точках кипения. Однако дистилляция не дает хороших результатов в случае тяжелых фракций, вследствие того, что точки кипения многих из соединений, входящих в состав фракций, очень близки друг к другу; кроме того, большое количество сложных веществ при дистилляции разлагается с образованием новых, что может привести к ошибочному предположению об их присутствии в исходных нефтях.

Для суждения о составе нефтей могут использоваться удельный вес, показатель преломления, вязкость и многие другие фи-

* Высокомолекулярные нафтеновые углеводороды являются наименее устойчивыми в зоне катагенеза. При повышении температуры в недрах (по-видимому, свыше 100° С) начинается их распад. Термодинамически наиболее устойчивые метановые углеводороды в этой зоне сохраняются. Однако средне- и особенно высокомолекулярные алканы, имеющие температуру кипения выше 200° С, уничтожаются частично или полностью, в зоне гипергенеза, где они потребляются микрофлорой. *Ред.*

зические и химические свойства. Точных сведений о химической природе асфальтов и других сходных с ними веществ не имеется из-за трудности выделения и изучения тяжелых и сложных нестойких компонентов нефти. Поэтому в основу их классификации кладется растворимость и другие физические свойства.

О классификационной основе нефтей

Нефти, по характеру тяжелой их части, остающейся после отгона легких фракций, делятся на два типа. Если этот остаток состоит из слабоокрашенного твердого парафина, то говорят, что нефть имеет парафиновое основание (основу); если же он состоит из темноокрашенных асфальтов, то говорят об асфальтовом основании. В общем, нефти парафинового основания во всех фракциях содержат в значительных количествах углеводороды парафинового [метанового] ряда, в то время как нефти асфальтового основания в больших количествах содержат ароматические углеводороды.

Нефти с преобладанием нафтеновых углеводородов относятся к классу нефтей с так называемой смешанной [«промежуточной» — intermediate base] основой; этот неудовлетворительный и неопределенный термин является особенно неудачным вследствие того, что многие нефти относятся именно к классу нефтей смешанного основания. Были предприняты различные попытки создать лучшую классификацию, но ни одна из них не получила всеобщего признания. Е. Лейн (E. C. Lane) и Е. Гартон (E. L. Garton) (194) предложили классифицировать нефти по удельному весу фракций, выделяющихся при дистилляции в определенных температурных пределах, однако, как указывает А. Саханен (307), эта попытка является неудачной, поскольку больший удельный вес может быть обусловлен присутствием нафтеновых или ароматических углеводородов.

Процентное содержание углеводородов различного типа в типичных нефтях

Хотя во всех нефтях присутствуют те или иные представители трех основных рядов углеводородных классов, в каждой отдельной нефти может преобладать какой-либо определенный ряд, характеризующий тип нефти в целом. Так, парафиновые [метановые] нефти отличаются целым рядом хорошо известных свойств, обусловленных относительно большим содержанием в них твердых парафинов; в зависимости от того, какой ряд преобладает в других типах нефтей, последние относятся либо к нафтеновым, либо к асфальтово-ароматическим.

Смешанные, или гибридные типы, в которых химический состав нефти определяется членами двух или большего числа основных классов, встречаются чаще, нежели типы нефтей с преобладанием какого-либо одного класса углеводородов. Прежде думали, что нефти парафинового основания состоят почти исключительно из парафиновых [метановых] углеводородов, теперь же известно, что содержание нафтеновых и ароматических углеводородов может превышать в них содержание парафиновых. Во всех типах нефтей газолиновая фракция содержит наибольшее количество парафиновых углеводородов (если не принимать во внимание твердые парафины).

Как указывает А. Саханен (307), парафиновые и нафтеновые углеводороды являются основными компонентами газолинов, а содержание ароматических углеводородов, как правило, не превышает 10%. * В нефтях парафинового основания процентное содержание углеводородов парафинового ряда составляет в газолиновой фракции от 50 до 70%, а во всех фракциях (см. табл. 3-1) может достигать 40%. **

В большинстве нефтей процентное содержание парафиновых углеводородов в газолиновой фракции составляет 40—60%, хотя в некоторых случаях оно снижается до 20%. В нефтях, как правило, содержание парафиновых углеводородов меньше (см. табл. 3-1). Табл. 3-1, составленная по данным А. Саханена (307), показывает содержание углеводородов всех трех рядов [классов], а также смол и асфальтенов в различных типах нефтей. По всей видимости, присутствие в значительных количествах всех этих классов является наиболее характерным свойством всех типов нефтей.

Сера, кислород и азот в нефтях

Полные элементарные анализы нефти показывают, что сера, азот и кислород присутствуют во всех нефтях, хотя иногда и в очень малых количествах. Многие нефти содержат около 0,01% серы, в тяжелых же нефтях содержание серы достигает 2—3%, а в некоторых случаях, например, в тяжелых мексиканских нефтях, оно повышается до 5%.

---

* Содержание ароматических углеводородов в легких фракциях некоторых нефтей превышает 10%. Например, по данным Н. В. Разумова, нефти из сахалинского месторождения Нутово содержат ароматических углеводородов во фракции, выкипающей до 150° С — 18—23%; во фракции 122—150° С 30—38%, а до 300° С (от начала кипения) — 26—32%. *Ред.*

** В нефтях, не затронутых процессами, развивающимися в зоне гипергенеза, содержание метановых углеводородов в дистиллятной части нефти обычно выше 50%. Оно повышается по мере увеличения степени катагенного преобразования нефтей (см. стр. 295 и примечание на стр. 32). *Ред.*

Как правило, в тяжелых нефтях серы содержится больше, чем в легких, и нефти с содержанием серы в 2—3 и более процентов почти всегда являются тяжелыми; однако не все тяжелые нефти обязательно характеризуются высоким содержанием серы. Содержание серы в легких нефтях, особенно в нефтях парафинового [метанового] основания, является обычно низким. В четырнадцати нефтях метанового типа, исследованных А. Д. Крамером (A. J. Kraemer) и Л. П. Калкином (L. P. Calkin) (184), среднее содержание серы равнялось 0,22%.

Содержание серы в легких нефтях довольно низкое, однако не наблюдается строго закономерного снижения содержания серы с падением удельного веса нефти. Согласно исследованиям А. Саханена (307), сернистые соединения в нефтях представлены меркаптанами, сероводородом и различными другими сульфидами; в большом количестве сера содержится в смолах и асфальтенах. Меркаптаны являются сложными соединениями, содержащими серу, водород и углерод. Свободная сера редко встречается в нефти, несмотря на то, что она легко образуется в результате окисления сероводорода кислородом воздуха.

А. Саханен (307) указывает, что содержание азота в нефтях не превышает 1%, а во многих случаях оно менее 0,1%. Более ранние сообщения о содержании азота, равном 2%, следует считать ошибочными.

Обычное содержание кислорода в нефти составляет менее 0,5% и лишь изредка превышает 2%. Как и в случае азота, анализы, указывающие на большое содержание кислорода в нефти, являются сомнительными. Более тяжелые нефти богаче содержанием кислорода, а в пределах одной и той же нефти содержание кислорода выше в более тяжелых фракциях. Природные асфальты, состоящие в значительной степени из смол и асфальтенов, содержат до 5% кислорода. Некоторые кислородные соединения, отмеченные при анализе нефтей, образовались в результате окисления нефти воздухом и в процессе очистки нефти. Кислородсодержащие соединения, присутствующие в нефтях, представлены жирными и нафтеновыми кислотами, фенолами, смолами и асфальтовыми веществами.

Порфирины

Порфирины представляют собой сложные органические вещества, генетически связанные с хлорофиллом и гемоглобином, разрушающимися под влиянием кислорода и высокой температуры. По общему мнению химиков, порфирины не могут возникнуть из неорганических [абиогенных] веществ. Присутствие порфиринов в нефтях рассматривалось Б. Бруксом (B. T. Brooks) (47). Порфирины, имеющие своим источником хлорофилл, были найдены в горючих сланцах и во всех асфальтах и асфальтовых нефтях. Наличие порфиринов в нефти явно указывает на тот факт, что, по меньшей мере, часть асфальтовых компонентов нефти имеет органическое происхождение и никогда не подвергалась воздействию высоких температур. *

О составе зольного остатка нефтей

Для нефтяных геологов вопрос о составе зольного остатка имеет большое значение в связи с проблемой происхождения и миграции нефти. Зольный остаток, сам по себе, за исключением редких случаев, не представляет промышленного интереса и не повышает ценность нефти, так как присутствует в ней в незначительном количестве. За последние 30 лет было описано несколько химических и спектральных анализов (218, 130, 345, 77) зольного остатка нефти.

Наиболее низкое содержание зольного остатка отмечается в самых легких нефтях; оно возрастает с увеличением удельного веса нефти. Как правило, содержание зольного остатка варьирует от 0,01 до 0,05%, однако в некоторых тяжелых асфальтовых нефтях оно повышается и достигает 0,1—0,05%, а в полужидких асфальтах может составлять 1—2%. Во многих нефтях, особенно в тяжелых и асфальтовых, в виде эмульсии присутствует соленая вода, и если эту воду до анализа осторожно не удалить, то большая часть зольного остатка будет состоять из солей. Хлориды, присутствующие в зольном остатке, вероятно, образовались из этой соленой воды или из тончайших частиц твердых солей, образовавшихся в результате испарения капелек воды в нефти.

Помимо соленой воды, компоненты зольного остатка могут образоваться из пыли, проникшей в нефть после оседания на поверхности, а также могут попасть из стальных [железных] резервуаров, труб и т. д., с которыми соприкасается нефть; кроме того, они могут образоваться из мельчайших частиц глины, бентонита, кремнезема и других минеральных веществ, находящихся во вмещающих нефть отложениях. Железо, алюминий, кремнезем, натрий, калий и, возможно, магний, обнаруженные в зольном остатке нефти, попали в нефти, вероятно, из вмещающих пород. Количественные химические анализы показывают, что зольный остаток, как правило, состоит главным образом из выше-

* В последнее время проблема порфиринов в нефтях представляется в новом аспекте, в основном благодаря исследованиям О. А. Радченко и Л. С. Шешиной, установившим генетическое различие между ванадиевыми и никелевыми порфиринами. Они пришли к выводу, что ванадиевые порфирины, если не все, то в значительной своей части, привносятся в нефть в период пребывания последней в залежи микроорганизмами, имеющими возможность развиваться в зоне гипергенеза. *Ред.*

упомянутых компонентов, а так как они привнесены в нефть, очевидно, в результате случайных контактов после того как она уже образовалась, то и значение их для проблемы происхождения и эволюции нефти невелико.

Наибольший интерес представляют находящиеся в составе золы редкие металлы. Из них чаще всего встречаются никель и ванадий. Практически никель присутствует во всех нефтях, причем замечено, что чем тяжелее нефть, тем большее количество никеля она содержит. Анализы, представленные У. Рамсеем (W. Ramsay) (272), определяют содержание никеля в нефтях от 0,0001 до 0,0083%. Ванадий отсутствует в нефтях, не содержащих асфальта, а также, как указывает большинство анализов, и в легких нефтях. С другой стороны, в зольных остатках нефтей асфальтового основания ванадий составляет до 30% и более. Отношение ванадия к никелю, равное нулю в легких нефтях, свободных от асфальта, в тяжелых нефтях варьирует от 0,16 до 2,88 [Мак Коннел-Сандерс (Mc Connell-Saunders), 218]. Зольный остаток дизельного топлива иногда используется для промышленной добычи ванадия.

Было установлено, что спектральные методы определения содержания редких металлов в нефтяном зольном остатке являются более совершенными, нежели производимые с этой целью количественные химические анализы. Из редких металлов были найдены: мышьяк, барий, бериллий, кадмий, кальций, хлор, хром, кобальт, медь, галлий, германий, золото, свинец, литий, марганец, магний, молибден, никель, калий, фосфор, кремний, серебро, натрий, сера, олово, титан, уран, ванадий и цинк. Количественное содержание этих элементов различно в золах и нефтях разных районов. *

Чрезвычайно важно установить, в каком состоянии находятся металлы в нефти: в виде истинного раствора или в виде коллоидного. Если они находятся в виде солей, растворимых в нефти, то можно предположить, что они могли мигрировать с нефтью из материнских пород; в этом случае металлы могут дать ценные указания относительно условий образования нефти и химических изменений ее в процессе миграции. Если же металлы находятся в нефти в виде коллоидов, то, очевидно, при прохождении нефти через мелкозернистые породы или при уходе ее из тонкозернистых нефтематеринских пород они будут задерживаться; в этом случае металлы мало чем могут помочь при выяснении вопроса о первоначальных источниках нефти.

* Ценный вклад в познание состава зольных элементов нефтей методами спектрального анализа внесен С. М. Катченковым (ДАН СССР, т. 62, № 3, 1948; т. 76, № 4, 1951; т. 86, № 4, 1952; см. также Геол. сб. I. Труды ВНИГРИ, вып. 83, 1955). *Ред.*

У. Томас (W. T. Thomas) (345) сообщает, что при фильтрации мексиканской нефти через абсорбент из нее был удален весь ванадий. В большинстве случаев, однако, не удается установить, образуют ли металлы истинные растворы в нефти или суспензии. Отношение вопроса о содержащихся в нефти металлах к проблеме происхождения нефти рассматривается далее; здесь же следует отметить, что спектрографическое изучение [методами спектрального анализа] металлических компонентов нефти, по всей видимости, откроет новый, пока сравнительно мало разработанный метод научного исследования.

Если металлы образуют коллоидные растворы в нефти и попадают в нефть после того как она перестала мигрировать, то их источник следует искать в коллекторах или в сопутствующих нефти подземных водах. Если же металлы мигрировали с нефтью, то в этом случае они могут дать дополнительные сведения о прошлом нефти, об ее истории; сходство в содержании и составе металлов в нефтях поможет находить их общие источники. Несмотря на то, что нефти из различных районов и из разных геологических горизонтов широко отличаются по составу присутствующих в них элементов, в любом случае любой вариант содержания металлов может пролить некоторый свет на первоисточник нефти.

В последние годы в Советском Союзе много сделано для изучения состава зольной части нефтей (работы Д. И. Зульфугарлы, Л. А. Гуляевой, С. М. Катченкова, П. Я. Деменковой, Н. П. Бурцевой, Н. И. Богородицкой).

Зольные элементы практически полностью ассоциированы с асфальтово-смолистыми компонентами нефти. Главными по своему геохимическому значению элементами золы являются ванадий и никель; сумма их окислов нередко достигает 60—70% от общей суммы зольных элементов нефти. Концентрация ванадия в асфальтово-смолистых компонентах, выделенных из различных нефтей, колеблется в широких пределах — от следов до 0,15%. Концентрация никеля колеблется в более узких пределах — от 0,001 до 0,03%. Содержание в нефтях ванадия находится в закономерных количественных соотношениях с содержанием в них порфиринов. Повышенные количества его приурочиваются к сернистым нефтям и твердым нафтидам. Величина отношения количества ванадия к количеству никеля изменяясь в общем от 0,1 до 10, для сернистых нефтей превышает единицу, для малосернистых — меньше единицы (добавление сделано по материалам П. Я. Деменковой).

О составе природного газа

В состав большинства природных газов входят, главным образом, метан, более тяжелые летучие углеводороды в различных количествах и небольшой процент азота. Все углеводороды, присутствующие в природном газе, принадлежат, в основном, к парафиновому ряду, т. е. являются гомологами метана. В газах, сопутствующих нефти или добываемых с нефтью, количество парафиновых углеводородов, помимо метана, может доходить до 50%

и более. Согласно терминологии Г. Лей (H. Ley) (242), газ называется «кислым» [sour] или «пресным» [sweet] в зависимости от присутствия или отсутствия сероводорода и «сухим», «тощим» или «жирным» в зависимости от количества содержащихся в нем газолиновых паров. «Сухой» газ содержит их менее, чем 0,1 галлона на 1000 куб. футов (0,01335 *л/м*³), «тощий» газ от 0,1 до 0,3 галлона на 1000 куб. футов (0,01335 до 0,04 *л/м*³) и «жирный» газ — 0,3 и более галлонов на 1000 куб. футов (0,04 *л* и более на 1 *м*³). Жирный газ, получаемый из пространства между обсадными трубами продуктивной нефтяной скважины и насосными, называется «головным газом» («casing-head» gas). «Остаточным газом» («residue» gas) называется природный газ, из которого удалены пары газолина.

Помимо метана в природном газе содержатся: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) и пентан (C_5H_{12}). Плотность чистого метана по отношению к воздуху равна 0,554, в то время как все другие присутствующие в природном газе углеводороды тяжелее воздуха; сухой природный газ может иметь плотность, по отношению к воздуху, равную 0,6; в то же время некоторые жирные газы значительно тяжелее воздуха.

Кроме углеводородов, обычным компонентом природного газа является азот. Сухие газы могут содержать 90—99% метана; остальное приходится почти исключительно на азот. Углекислый газ отсутствует во многих природных газах, а если и присутствует, то составляет обычно не более 2%. Следы гелия в количествах менее или равных приблизительно 0,01% встречаются во многих природных газах, однако скопления природного газа, содержащие более чем 0,5% гелия, очень редки.

Так как сероводород является ядовитым и обусловливает коррозию металлических предметов, его присутствие в природном газе нежелательно. Поэтому перед использованием природного газа сероводород необходимо из него удалить. Многие «кислые» газы содержат незначительный процент сероводорода. Состав некоторых наиболее типичных природных газов показан в табл. 3-2. Водород обычно отсутствует, а если и присутствует, то в очень малых количествах. Процентное содержание аргона и других инертных газов невелико, а их точная концентрация определяется в очень редких случаях; обычно их содержание включается в содержание азота.

Помимо обычного природного газа, состоящего, главным образом, из метана и малого количества азота, существуют три интересных, но редких типа газов с большим содержанием азота, гелия или углекислоты. Богатые азотом газы могут содержать его до 80—95% и, конечно, не могут быть использованы в качестве топлива, так как они не способны гореть. Большинство природных газов содержит менее 0,1% гелия, однако

Таблица 3-2

Состав природных газов из различных районов США

Месторождение	Процентное содержание							
	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан и выше	Азот	Углекислота	Сероводород
1. Газовое месторождение Альма, Крофорд Компания, Арканзас	99,2	—	—	—	—	0,6	0,2	—
2. Месторождение Торренс, Калифорния	87,04	4,13	2,56	2,00	3,42	—	1,11	
3. Грин Компания, Пенсильвания	73,14	23,81	—	—	—	2,85	—	
4. Месторождение Чэрч-Мак Эрлой, Крейн К°, Техас	58,7	16,5	9,9	5,00	3,5	—	—	6,4
5. Килджер Дистрикт, месторождение Ист Тэксис	36,7	14,5	23,5	14,9	10,4	—	—	—
6. Уильямс, Арканзас	95,30	1,74	—	—	—	2,07	1,40	—
7. Индиана, Огайо	93,36	0,28	—	—	—	—	0,25	0,18
8. Огэста, Канзас	76,48	13,04	—	—	—	10,26	0,21	—
9. Ойл Сити, Пенсильвания	67,60	31,30	—	—	—	1,10	—	—
10. Торстен, Огайо	91,20	1,10	—	—	—	3,70	0,20	—
11. Лос-Анжелос, Калифорния	91,00	2,70	—	—	—	5,20	1,00	—
12. Моррисон, Оклахома	57,89	16,89	—	—	—	24,97	0,40	—
13. Моргентаун, Зап. Вирджиния	88,10	8,02	—	—	—	3,60	0,24	—
14. Глазго Кентукки	23,60	69,70	—	—	—	1,30	2,50	2,90
15. Петролиа, Техас	51,30	10,40	—	—	—	38,20	0,10	—

Примечания. Данные взяты из книги „Geology of Natural Gas" (редактор—Henry A. Ley, издание American Association of Petroleum Geologists, Tulsa; стр. 1075, 1935 г.), и из книги Carey Croneis „Natural Gas in the Interior Highlands of Arkansas", *ibid*, стр. 559.

В строках с 6 по 15 углеводороды тяжелее этана включены в содержание этана. В газах Индианы (строка 7) процентное содержание водорода определяется в 1,76, а в газах Торстена (строка 10) —в 3,70.

имеется целый ряд газовых месторождений, главным образом, в Канзасе, Оклахоме, на севере Центрального Техаса, в Техасском Панхендле и в районе Скалистых гор, где содержание гелия исчисляется в 1% и выше.

В США большие залежи природного газа, содержащего 2% гелия, считаются кондиционными для добычи гелия. Согласно анализам К. Доббина (C. E. Dobbin) (90) и А. Боттомса (A. R. Bottoms) (40), наивысшее содержание гелия в природном газе равно 16%. С начала второй мировой войны результаты анализов газа на гелий считались военной тайной. Все богатые гелием газы содержат значительное количество азота, однако

отнюдь не все газы, богатые азотом, могут содержать заметное количество гелия. Газы с очень низким содержанием гелия и с большой концентрацией азота, настолько большой, что они неспособны гореть (так называемые «ветряные газы» [«wind gas»]), встречаются довольно часто.

В красноцветных пермских слоях Западного Техаса имеется горизонт, дающий газ именно такого типа. А. Боттомс (40) указывает, что величина отношения содержания азота к содержанию гелия в природных газах варьирует от 100 000 до 3,4.

В работах К. Доббина (90) и А. Боуэна (A. R. Bowen) (41) отмечается, что газы, богатые углекислотой, встречаются в области Скалистых гор; в месторождении Пануко вблизи Тампико (Мексика) и в Новой Зеландии. Содержание углекислоты в этих газах превышает 98%; и в США и в Мексике они используются в промышленных целях. Нет никакой зависимости между концентрацией углекислоты и концентрациями метана, гелия и сероводорода, так как последние могут присутствовать или отсутствовать в природном газе независимо от содержания в нем CO_2.

Содержание сероводорода в природном газе невелико; однако, как уже указывалось, его присутствие нежелательно. Как правило, сероводород удаляется из утилизируемого природного газа тогда, когда его количество достигает 0,458—0,697 *г* в 1 $м^3$ (20—30 гран в 100 куб. футах). Обычно в газах из известняков и доломитов содержание сероводорода больше, чем в газах из песчаников, хотя иногда газы, содержащие сероводород, добываются из песчаников. Наличие сероводорода в газах из известняков и доломитов объясняется, по всей вероятности, тем, что сероводород растворен в ископаемых водах, встречающихся в этих породах. Природные газы, содержащие сероводород, часто сопутствуют также нефтям, имеющим в своем составе серу. Природные газы, добываемые из пермских доломитов и известняков Западного Техаса и к югу от Нью-Мексико, содержат значительные количества сероводорода, в некоторых местах до 20%.

Твердые углеводороды [твердые нафтиды]

Основы классификации. Твердые углеводороды [нафтиды] представляют определенный интерес для геолога-нефтяника, так как они могут быть использованы как поверхностные признаки нефти. Изучение условий их залегания и состава может также помочь в разрешении проблем, связанных с происхождением и изменением нефти; кроме того, твердые нафтиды сами по себе, безусловно, являются ценным промышленным сырьем. Сведения о химии твердых нафтидов за исключением минеральных восков (озокеритов) настолько скудны и неточны, что не могут быть использованы для создания классификации.

В основу классификации твердых нафтидов положена их растворимость в различных растворителях нефти, таких, как сероуглерод, четыреххлористый углерод, эфир и спирт. При классификации принимаются во внимание также температура плавления, содержание связанного углерода, удельный вес и твердость. Название некоторым нафтидам дается иногда по тому месту, где они были найдены.

Автор неправильно относит к твердым углеводородам (solid hydrocarbons) такие органические минералы (минералоиды) как гильсонит, вуртцелит, альбертит и другие, которые содержат не только углеводороды, но и целый ряд других соединений. В состав последних, помимо С и Н, входят также кислород, сера, азот и некоторые металлы. Такие минералы (минералоиды), генетически обычно связанные с нефтью, именовались и еще продолжают именоваться твердыми битумами. В последнее время их стали относить к классу нафтидов (см. Спутник полевого геолога-нефтяника, 2 издание, Гостоптехиздат, 1954.) При переводе книги термин «твердые углеводороды» заменен термином «твердые нафтиды» (если, конечно, речь не шла о действительно твердых углеводородах).

Вообще следует указать, что данный раздел 4 главы содержит устаревшие сведения и страдает терминологической нечеткостью.

Чтобы ознакомить советского читателя с современными данными о твердых нафтидах, в главу включено несколько дополнений, составленных В. Н. Муратовым, которые в тексте выделены звездочками.

* Классификация твердых нафтидов («твердых углеводородов» по терминологии автора) по их растворимости в различных растворителях нефти, в настоящее время уже не может удовлетворить геохимиков и геологов-нефтяников.

Работы ряда исследователей в области изучения твердых нафтидов позволяют в настоящее время заложить основы их генетической классификации. Твердые нафтиды можно разделить на 3 большие генетические группы; 1) продукты выветривания (окисления) нафтидов; 2) продукты метаморфизма (катагенеза) нафтидов; 3) продукты физической дифференциации нефтей. В пределах каждой из этих трех главных групп намечаются дальнейшие подразделения, характеризующиеся степенью и условиями изменения.

Автор несколько сгущает краски, утверждая, что «сведения о химии твердых нафтидов настолько скудны и неточны, что они не могут быть использованы для создания классификации». Правда, мы далеки еще от познания химической природы всех органических веществ, которые входят в состав нафтидов, однако при помощи различных органических растворителей удается выделить из нафтида главнейшие группы веществ, сходные одинаковым отношением к тому или иному растворителю. На этом основан так называемый компонентный анализ нафтидов.

Сравнительное изучение компонентов природных нафтидов, возникших в различной геологической обстановке, позволяет изучить закономерности в изменении химического характера нафтидов. И хотя такое изучение делает только первые шаги, тем не менее можно считать уже установленным направленность химических изменений, происходящих в нафтидах под влиянием тех или иных процессов (выветривания или метаморфизма) *.

Элементарный анализ. Табл. 3-3 отражает концентрацию элементов, присутствующих в различных видах твердых нафтидов. Следует отметить, что у разных видов нафтидов не существует большой разницы в процентном содержании углерода и водорода.

Таблица 3-3

Элементарный состав твердых и полутвердых нафтидов, %

Элемент	Асфальты			Асфальтиты		Асфальтовые пиробитумы	
	Тринидад	Альберта	Бермудес	Гильсонит	Блестящая смола	Вуртцилит	Альбертит
Углерод	80—82	84,5	83	85	80—85	79—80	83—87
Водород	11—11	11,2	10,8	8,5—10,0	7—12	10—12	9—13
Сера	6—8	2,7	5,9	0,3— 0,5	2,8	4— 6	0,4—1,2
Азот	0,6	0,04	0,7	2,0— 2,8	—	1,8—2,2	0,5—3,0
Кислород	—	—	—	0,2	—	—	1,9—2,2

Примечания. Данные взяты из работы W. A. Gruse and Donald R. Stevens, „The Chemical Technology of Petroleum", McGraw — Hill Book Company, Inc., New York, p. 609, 1942; Herbert Abraham, „Asphalts and Mineral Waxes", 4 th ed. Van Nostrand Company, Inc., New York, 1938 (имеется перевод на русский язык 3-го издания этой книги: Г. Абрагам. Асфальты и другие битумы, перев. с 3-го англ. изд. под ред. и с дополн. М. М. Файнгар. М., 1934. *Ред*).

* Приводя (табл. 3-3) данные относительно элементарного состава некоторых нафтидов, автор приходит к заключению об отсутствии большой разницы в процентном содержании углерода и водорода у разных видов нафтидов. С этим нельзя согласиться. Достаточно многочисленные аналитические данные по нафтидам показывают, что нафтиды определенной генетической линии (например, линии выветривания) обнаруживают отчетливое возрастание отношения C/H, т. е. относительное обогащение углеродом.

	Нефти	Мальты	Асфальты	Асфальтиты	Оксикериты	Гуминокериты
C	84—86	80—87	78—87	76—86	75—80	65—75
H/C	12,5—14,5	10,5—11,7	9—11	7,5—9,5	6,5—7,5	4,5—6,5
H	5,7—6,8	6,8—8,2	7,0—9,6	8,0—11,5	10—12,3	10—16,6

Это можно иллюстрировать таблицей, составленной по данным В. А. Успенского (Спутник полевого геолога-нефтяника, т. II, 2 издание, Гостоптехиздат, 1954, стр. 169) *.

Разновидности нафтидов и их характеристика. По общему мнению существует три основных типа твердых и полутвердых нафтидов: асфальты, асфальтиты и асфальтовые пиробитумы. Асфальты представляют собой мягкие или полутвердые вещества, местами пропитывающие породу или образующие поверхностные скопления; они имеют темный цвет, пластичны или тверды, легко плавятся и растворяются в сероуглероде. Асфальтиты отличаются от асфальтов своим явно интрузивным характером.

Вследствие этого они образуют жилы или дайки, секущие породы. Они плавятся, но при несколько более высокой температуре, чем асфальты, и характеризуются большей твердостью и большим удельным весом. Легко растворяются в сероуглероде.

Асфальтовые пиробитумы тоже имеют интрузивный характер, но не плавятся и не растворяются в сероуглероде. Табл. 3-4 является сводной таблицей свойств различных твердых нафтидов. Имеются данные о том, что содержание связанного углерода в пиробитумах возрастает по мере нарастания метаморфизма пород аналогично тому, как это происходит с углями. Так, содержание связанного углерода в твердых нафтидах, встречающихся в жилах и дайках юго-западной Оклахомы и западного Арканзаса, увеличивается к востоку, т. е. в направлении возрастания регионального метаморфизма осадочных пород складчатой зоны Уачита. Короче говоря, вполне вероятно, что жилы твердых нафтидов образовались первоначально путем инъекции пластичных асфальтов в породы и последующего превращения этих асфальтов в пиробитумы под воздействием теплоты и давления.

Зола асфальтов и других твердых нафтидов очень сходна с золой жидких асфальтовых нефтей, однако процентное содержание золы в твердых веществах выше, и очевидно, что эта

Таблица 3-4

Основной тип и вещество	Удельный вес органического вещества при 25° С	Температура плавления, ° С	Связанный углерод, %	Растворимость сероуглерода, %
Природные минеральные воски				
Озокерит	0,85—1,00	60—95	1/2—10	95—100
Монтановый воск	0,90—1,00	75—95	2—10	98—100
Природные асфальты	0,95—1,15	15—175	1—25	60— 98
Асфальтиты				
Гильсонит	1,05—1,10	120—175	10—20	90—100
Блестящая смола	1,10—1,15	120—175	20—30	95—100
Грэхэмит	1,15—1,20	175—320	30—55	45—100
Асфальтовые пиробитумы				
Элатерит	0,90—1,05	Нераств.	2—5	10—20
Вуртцилит	1,05—1,07	„	5—25	5—10
Альбертит	1,07—1,10	„	25—50	2—10
Импсонит	1,10—1,25	„	50—85	1— 6

Примечание. Данные взяты из книги Herbert Abraham, Asphalts and Mineral Waxes, „International Critical Tables", McGrawHill Book Company, Inc., New York, vol. 2, 1927, copyright National Academy of Sciences.

зола, в значительной мере, состоит из частиц минералов и пород, примешавшихся к нафтидам во время их миграции. Как правило, в золе твердых нафтидов встречаются те же металлы, что и в золе асфальтовых нефтей. Содержание урана в золе асфальтитов Тереклина на Южном Урале определяется (61) в 0,01% или в 0,0622% всего зольного содержания. Содержание ванадия в асфальтитах и асфальтовых пиробитумах Аргентины и Перу определяется (60) в 0,031—0,245%. Ю. Де Гольер (E. De Golyer) (77) утверждает, что в асфальтитах Аргентины имеется 0,63% золы, содержащей около 38,22% V_2O_5. Он цитирует также Ф. Хесса (F. Hess) (155), который сообщает, что в двух образцах асфальтов, взятых в горах Темпль, штат Юта, содержится 0,23 и 1,17% ванадия и 1,13 и 2,88% урана.

В работе У. Томаса (345) упоминается о золе асфальтов из Анд и Невады, содержащей 43 и 30% ванадия; там же приводится список других элементов, встреченных в этой золе: кремний, железо, сера, марганец, уран и никель. Как и в жидких нефтях, содержание металлов, в частности ванадия и никеля, по всей вероятности, связано с асфальтовым веществом. В озокерите и в твердых парафиновых углеводородах эти металлы отсутствуют или же присутствуют в концентрациях, гораздо меньших, чем в твердых асфальтовых веществах.

* Деление твердых и полутвердых нафтидов на три типа: асфальты, асфальтиты и асфальтовые пиробитумы, в том понимании, какое вкладывается в эти термины автором, не отвечает современному уровню наших знаний. В обстановке подземного окисления (гипергенного изменения) нефти проходят стадии мальты, затем асфальта и, наконец, асфальтита. Дальнейшее, более глубокое выветривание уже в субаэральной обстановке, приводит к образованию сначала оксикеритов, затем — гуминокеритов. Для обоих последних образований характерно постепенное обогащение вторичными гуминовыми кислотами («оксигуминовыми кислотами», по В. А. Успенскому и О. А. Радченко).

Таким образом, отличие асфальтов от асфальтитов вовсе не в форме залегания, как утверждает автор (асфальты могут образовывать жильные залежи, а асфальтиты — пропитывать породу), а в разной степени окисления.

Что же касается выделяемой автором группы «асфальтовых пиробитумов», то эта группа, характеризующаяся по автору: «интрузивным характером», неплавкостью и нерастворимостью в сероуглероде, генетически совершенно не однородна. Сюда автор включает, с одной стороны, такие несомненные продукты метаморфизма нафтидов, как альбертиты и импсониты, и, с другой стороны, своеобразные минералы, известные под названием «элатеритов», а также близкие к ним «вуртцилиты». Генезис их не совсем ясен. Веские основания позволяют думать, что элатериты (и вуртцилиты) являются продуктами «особого процесса изменения бедной смолистыми веществами нефти или каких-то природных ее дериватов», процесса, характеризующегося отсутствием накопления высших асфальтово-смолистых компонентов» (В. А. Успенский и А. И. Горская. Элатериты как минералогическая группа. Геохимический сб., № 2—3. Гостоптехиздат, 1951, стр. 198). Предполагается, что при этом значительную роль играли микробиологические процессы. *

Связь между химическими свойствами нефти и твердых нафтидов

Химические свойства природных асфальтов и твердых асфальтовых нафтидов, искусственных асфальтов и асфальтовой нефти несомненно сходны. А. Саханен (307), У. Груз и Д. Стивенс (W. A. Gruse and D. R. Stevens) (130) показали, что асфальты состоят в значительной степени из смол и асфальтенов, образующихся за счет соединения более легких жидких углеводородов с кислородом и серой. Составные компоненты асфальтовых нефтей и асфальтов различают по их растворимости в различных растворителях. Смолы дают истинные растворы в нефти и растворяются также в легком газолине и в петролейном эфире. Химические чистые смолы представляют собой вязкие или твердые вещества, имеющие в тонких слоях густой красный цвет. Асфальтены нерастворимы в петролейном эфире, но растворяются в бензоле, хлороформе и сероуглероде. В нефти они образуют коллоидные растворы.

Смолы образуются при окислении жидких углеводородов; при дальнейшем окислении образуются асфальтены. Главная масса асфальтовых компонентов нефти, асфальтов и твердых асфальтовых нафтидов состоит из смол и асфальтенов. Они придают темный, почти черный цвет нефтям и твердым нефтяным продуктам. Смолы можно перегонять, но асфальтены не дистиллируются и не расплавляются — при нагревании они разлагаются на углерод и летучие продукты. Путем гидрогенизации и смолы и асфальтены можно превратить в более легкие, жидкие углеводороды. Вещества, подобные асфальтенам, можно получить путем присоединения [к некоторым нафтидам] кислорода или серы.

Озокерит представляет собой твердый, воскообразный, светло-окрашенный нафтид, состоящий, главным образом, из парафиновых углеводородов с высоким молекулярным весом. Церезин является очищенной формой озокерита, используемой в промышленных целях. Монтановый воск — твердый воскообразный [битум], также состоящий из углеводородов парафинового ряда, встречается в виде составного компонента в лигнитовых углях. Не совсем отчетливо представляется разница в химических свойствах различных твердых нафтидов, кроме парафина и асфальта.

Вследствие того что твердые нафтиды, содержащие как «летучий», так и «связанный» углерод, подвергались тепловому и динамическому метаморфизму, существует различие в процентном содержании в них углерода и водорода; для других твердых нафтидов разница в процентном содержании в них водорода и углерода невелика. Широкое разнообразие физических свойств твердых нафтидов, очевидно, объясняется полимеризацией или структурным перераспределением атомов. Это подтверждается

тем фактом, что некоторые твердые нафтиды, такие, как вуртцилит или атабасский асфальт при нагревании превращаются в жидкости.

По возрастанию устойчивости и по уменьшению растворимости все углеводороды можно расположить в определенный ряд. На первом месте в этом ряду стоят чистые углеводороды, которые все растворяются друг в друге, имеют небольшой удельный вес и малую вязкость. При соединении с серой и кислородом образуются тяжелые, вязкие смолы, которые, однако, плавятся и растворяются как в нефти, так и в ее растворителях.

При дальнейшем окислении смол образуются асфальтены, которые не плавятся и не растворяются в петролейном эфире. Далее идут карбены, которые не растворяются в бензоле и четыреххлористом углероде, но растворимы в сероуглероде и хлороформе. Затем следуют карбоиды; это черные блестящие вещества, растворяющиеся только в тех жидкостях, которые вступают с ними в химическую реакцию. А. Саханен (307) утверждает, что нефти не содержат карбоидов. У. Груз и Д. Стивенс (130) считают, что карбоиды образуют основные компоненты асфальтовых пиробитумов, подобных альбертиту.

* Определение церезина как очищенной формы озокерита является технологическим. Такое понимание этого термина, нередко встречающееся в сфере озокеритперерабатывающей промышленности, является с научной точки зрения неправильным. Церезинами в химии нефти называются высокомолекулярные насыщенные углеводороды изостроения, образующие особый гомологический ряд; церезины, по мнению большинства исследователей, являются метановыми углеводородами, однако существуют факты, заставляющие подозревать их циклическую (нафтеновую) природу (Н. И. Черноруков, С. Э. Крейн и Б. В. Лосиков. Химия минеральных масел. Гостоптехиздат, 1951, стр. 36—41).

Характеристика, даваемая автором монтановому воску (нередко называемому «горным воском»), совершенно ошибочна. Монтановый воск, вопреки утверждению автора, вовсе не состоит из «...углеводородов парафинового ряда». Химически монтановый воск образован, в основном, смесью сложных эфиров высокомолекулярных кислот, среди которых наиболее существенную роль играет сложный эфир монтановой кислоты и церилового и мирицилового спиртов. Следует еще отметить, что монтановый воск представляет собой продукт, получаемый путем экстракции из бурых углей *.

Советская литература по битумам и твердым нафтидам

1. В. С. Веселовский. Химическая природа горючих ископаемых. Изд. АН СССР, 1955, стр. 55—85.

2. Н. Б. Вассоевич и В. Н. Муратов. К вопросу о классификации и терминологии «каустобиолитов». Геол. сб. 1, ВНИГРИ, Гостоптехиздат, 1955, стр. 149—169.

3. В. А. Клубов. Об идентификации природных битумов по генетическому признаку. Сб. «Геохимические методы поисков нефти и газа». Тр. НИИГГР, вып. II, Гостоптехиздат, 1954.

4. В. Н. Муратов. Образование озокерита и формирование его залежей. Гостоптехиздат, 1954

5. В. Н. Муратов. Органические минералы (группы нафтидов и нафтоидов). Спутник полевого геолога-нефтяника. 2-е изд., т. I, Гостоптехиздат, 1954, стр. 291—311.

6. Н. А. Орлов и В. А. Успенский. Минералогия каустобиолитов. Изд. АН СССР, 1936.

7. Н. М. Страхов, К. Ф. Родионова и Э. С. Залманзон. К геохимии нефтеносных отложений. Тр. Ин-та геол. наук АН СССР, вып. 155, 1955.

8. В. А. Успенский и О. А. Радченко. Схема генетической классификации горючих ископаемых. Геол. сб. II (V). Гостоптехиздат, 1953, стр. 43—48.

9. Н. Б. Вассоевич и В. Н. Муратов. Битумы и нафтиды. Справ. руководство по петрографии осадочных пород, т. II, Гостоптехиздат, 1958, стр. 409—430.

Глава 4

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

О значении физических свойств

Физические свойства нефти представляют особый интерес для геолога, так как они обусловливают возможность ее миграции и аккумуляции, а также и потому, что они сильно влияют как на обычные, так и вторичные методы добычи нефти. Знание физических свойств нефти важно также для интерпретации поверхностных геофизических съемок и результатов каротажа, выявляющих нефть или газ на основе их физических свойств, например, при электрическом и газовом (mud-logging) каротажах.

Большая часть наших знаний о физических свойствах нефти получена при ее исследовании в целях очистки [переработки]. Некоторые ценные сведения были также получены в результате экспериментов, проведенных с целью улучшения методов ее первичной [обычной] и вторичной добычи. Говоря о физических свойствах нефтей, необходимо иметь в виду одно очень важное обстоятельство, заключающееся в том, что физические свойства нефтей на поверхности, где производятся их определения, отличаются от физических свойств нефтей в недрах, где имеют место миграция и накопление нефтей и газа; следует также учитывать, что физические свойства нефти влияют на ее добычу. Факторами, обусловливающими различие в физических свойствах нефти на поверхности и в нефте-газоносных отложениях, являются теплота, давление, а также присутствие газа и других растворенных в нефти веществ. Очевидно, для того чтобы приумножить наши знания о режиме нефти и газа на глубине, нужны не столько измерения физических свойств этих флюидов на поверхности, как бы точны они ни были, сколько тщательное изучение того, как влияют на эти свойства условия, господствующие на глубине. Эти условия могут изменять количественные показатели, полученные на поверхности, по меньшей мере раз в 10.

К сожалению, нефтяная промышленность США не воспользовалась для выражения плотности и вязкости нефти системой CGS. Вместо этого в нефтяной промышленности США многие измерения даются в единицах, определяемых в зависимости от типов инструментов и приборов, которые при этом применяются;

вследствие этого такие единицы не имеют, в сущности, научного обоснования. В результате приходится прибегать к помощи громоздких арифметических формул и длинных таблиц, чтобы перевести такие произвольные единицы в единицы системы CGS.

Удельный вес, или плотность

Плотность, или удельный вес нефти, представляет собой физическое свойство, которое измеряется проще всего. Это свойство используется для ориентировочной классификации нефтей, а также во многих случаях и для определения коммерческой цены разных сортов нефти. Следует заметить, однако, что благодаря современным методам переработки нефти плотность стала менее надежным определителем цены нефти, чем раньше, когда цена нефти определялась по количеству непосредственно получаемого из нее газолина и керосина.

Термины «плотность» и «удельный вес» часто употребляются как синонимы, но это не совсем правильно. Плотность может быть определена как масса в единице объема, а удельный вес является отношением весов или масс одинаковых объемов данного вещества к веществу-эталону, за который обычно принимается вода. Для детального исследования, конечно, необходимо точно определять температуры, при которых взвешиваются оба вещества. Многие измерения удельного веса нефтей производятся при температуре 60° F, или 15,4° C. Плотность и удельный вес численно равны в том случае, если плотность измерять в граммах на кубический сантиметр, а при измерении удельного веса за эталон принимать один кубический сантиметр чистой дистиллированной воды при 4° C. Для измерения удельного веса в США, как правило, вместо обычных единиц используется шкала единиц плотности Американского нефтяного института (API gravity scale).

Шкала Боме, имеющая формулу:

$$\text{Градусы Боме} = \frac{140}{\text{Удельный вес } 60/60\text{F}} - 130,$$

была первоначально разработана для того, чтобы иметь возможность использовать на ареометрах линейную шкалу. Но оказалось, что большинство ареометров с градуировкой по шкале Боме давали неверные показания. Поэтому плотность стали определять по формуле:

$$\text{Показание} = \frac{141{,}5}{\text{Удельный вес } 60/60\text{F}} - 131{,}5,$$

в связи с чем была введена шкала, получившая название «плотность в единицах API». Если при измерении удельного веса жидкости температура не была равна 60° F, то необходимо с по-

мощью таблиц произвести перерасчет и привести показание к 60° F (15,4° C). Переводные таблицы для американских единиц API в обычные единицы измерения удельного веса опубликованы Д. Гулдом (D. W. Gould) (125) и Р. Ли (R. Leigh) (198).*

В результате применения двух способов выражения удельного веса термины «высокая плотность» и «низкая плотность» стали неясными и их следует избегать в связи с тем, что значение плотности в единицах API растет по мере ее уменьшения. Часто невозможно выяснить, имел ли в виду автор, говоря о «высокой плотности» нефти, низкий удельный вес, выраженный единицами API, или же, желая сказать, что описываемая нефть является тяжелой, имел в виду удельный вес в обычных единицах. Судя по литературе, можно сказать, что единообразия в употреблении этих терминов не существует.

Удельный вес нефтей варьирует в пределах от 0,65 до 1, однако нефти с удельным весом менее, чем 0,75 и более, чем 0,95 встречаются редко. Безусловно, там, где первичная нефть превращается в асфальт, удельный вес по мере превращения проходит через все ступени: от удельного веса неизмененной нефти до удельного веса асфальта, который может доходить до 1,10. Нефти и полужидкие асфальты с удельным весом, приближающимся к удельному весу воды, обладают такой вязкостью, при которой их истечение в скважины является слишком медленным для промышленного использования. Нефти со средним удельным весом встречаются чаще, чем нефти, удельный вес которых является низким или высоким; в 1927 г. средний удельный вес нефтей, добываемых в США, равнялся 0,8640, или 32,2 в единицах API.

Несомненно, что удельный вес нефти в коллекторах значительно меньше, чем на поверхности. Несмотря на то, что гидростатическое давление, возрастающее на 1 *кг/см²* на каждые 10 *м* глубины, стремится уменьшить объем нефти, последний заметно увеличивается в результате повышения температуры и, особенно, растворения в нефти газов. Удельный вес воды на глубине мало уменьшается по сравнению с удельным весом воды на поверхности, так как углеводородные газы слабо растворяются в воде. П. Джонс (179) подсчитал, что та масса нефти, которая на поверхности земли занимает объем в один баррель (159 *л*), на глубине будет занимать от 1,1 до 3,0 баррелей (174,9—477 *л*). Таким образом, на глубине нефть и газ имеют гораздо меньший удельный вес, чем на поверхности.** Поэтому в нефтяных и газовых

* Такого рода переводная таблица приведена в т. II, 2 изд. «Спутника полевого геолога-нефтяника». Гостоптехиздат, 1954. *Ред.*

** На глубинах около 2500 *м* нефти могут иметь удельный вес от 0,55 до 0,65 *г/см³*. *Ред.*

коллекторах нефть обладает способностью легко всплывать в мелкозернистых водоносных породах и мигрировать вверх по восстанию пластов, на что не была бы способна нефть со свойствами, характеризующими ее на дневной поверхности.

Вязкость

В системе CGS за единицу вязкости принят пуаз, равный 100 *сантипуазам*; за единицу кинематической вязкости принят стокс или сантистокс. Стокс равен пуазу, деленному на плотность жидкости, выраженную в граммах на кубический сантиметр. Вязкость измеряется вискозиметрами, которые градуируются в соответствии с пятью различными шкалами: Сейболт Юнивэрсл (Saybolt Universal), Сейболт Фьюрел (Saybolt Furol), Редвуд № 1 (Redwood No. 1), Редвуд № 2 (Redwood No. 2) и Энглер (Engler).

Приводимые в литературе измерения вязкости являются обычно показаниями, полученными с помощью этих приборов. Д. Барнард (D. P. Barnard) (14) опубликовал таблицы для перехода от одних видов измерений вязкости к другим. При обычных температурах вязкость некоторых веществ в сантипуазах равна: воды — 1; газолина — 0,6; керосина — 2; первичных нефтей — от 2 до 1000 и более. С увеличением давления вязкость возрастает, а с повышением температуры понижается. Газ, растворенный в нефти в больших количествах, значительно снижает вязкость нефти в коллекторах. Под суммарным влиянием растворенного газа и высоких температур нефть во время миграции и накопления в коллекторах обладает значительно меньшей вязкостью, нежели на поверхности. По всей вероятности коэффициент уменьшения вязкости на глубине равен 10.*

Цвет и флюоресценция

Большинство нефтей в отраженном свете имеет зеленоватую, коричневую или черную окраску, а в проходящем свете приобретают красноватый, желтый или красновато-коричневый цвет, при условии, что свет пропускается через тонкий слой нефти. Некоторые очень легкие нефти имеют в отраженном свете желтый цвет;

* Указание автора не отличается определенностью. Можно привести для примера следующие конкретные данные. Нефть из месторождений Чэйси-Хилл и Вудлоук (Техас, США), имеющая при атмосферном давлении вязкость 0,82—1,05 *сантипуаза*, снижает ее при пластовом давлении в 280 *атм* до 0,3 *сантипуаза*. Вязкость нефти из Ларю составляет 0,26 *сантипуаза* при давлении 267 *атм* и увеличивается до 0,9 *сантипуаза* при атмосферном давлении. *Ред.*

нефти средней плотности скорее зеленоваты или коричневаты, а тяжелые нефти характеризуются темно-коричневой или черной окраской. Естественным цветом асфальта, а также его основных компонентов — смол и асфальтенов — в проходящем через тонкий слой свете, является красноватый или красновато-коричневый; в более толстом слое они непрозрачны. В связи с этим нефти с высоким содержанием асфальтовых компонентов имеют цвет от темно-коричневого до черного.

Окраска нефтей в отраженном свете обусловлена не только цветом, но особым свойством нефтей — флюоресценцией. Различие между цветом и флюоресценцией заключается в том, что обычный цвет включает волны только той длины, которую имеют волны света, падающего на предметы, о которых идет речь, в то время как при флюоресценции могут порождаться волны с такой длиной, которые отсутствуют в проходящем свете; длина волн при флюоресценции всегда больше, чем у возбуждающего ее света.

Предметы, поглощающие волны любой длины, имеют тот же цвет, что и проходящий свет, а предметы, поглощающие световые волны одних цветов более, чем других, окрашиваются в дополнительные цвета — как в отраженном, так и проходящем свете. Красноватый цвет нефтей в проходящем свете указывает на то, что поглощаются дополнительные синие цвета. Зеленый цвет, который характеризует в отраженном свете многие нефти, возникает благодаря флюоресценции; очевидно, он возбуждается более короткими световыми волнами, чем волны видимого цвета.

Большинство нефтей флюоресцируют в ультрафиолетовом свете, и некоторые очень интенсивно; разным видам нефтей свойственны разные цвета флюоресценции — различные оттенки синего, белого и желтого цвета. Благодаря этому свойству флюоресценция играет важную роль в выявлении малых количеств нефти; с помощью флюоресценции также отличают почти бесцветные жидкие углеводороды от воды. Флюоресценция [люминесценция] применяется при исследовании бурового раствора и керна с целью выяснения их насыщенности нефтью; на этом принципе частично основан метод исследования буровых растворов Баройда (the Baroid mud-logging methods). Как указывает Дж. Демент (J. Dement) (83) методом флюоресценции может быть выявлено содержание нефти в 0,001%.

Растворимость

Растворимость углеводородов и твердых веществ в нефти. При исследованиях, связанных с добычей нефти, был проделан целый ряд измерений растворимости в нефтях газа, сильно влияющего на ее свойства, а следовательно и на ее добычу.

Растворенный в нефти газ оказывает значительное воздействие на ее всплываемость, вязкость, поверхностное натяжение, капиллярные и другие физические свойства. Вследствие того, что физические свойства нефти определяют ее способность к миграции и аккумуляции, растворенный газ играет в этих процессах важную роль. Объем газа, растворяющегося в нефти, возрастает с увеличением давления (это возрастание растворимости не пропорционально увеличению давления, а немного отстает от него) и уменьшается с повышением температуры.

По данным Г. Миллера (H. C. Miller) (233), при давлении в 250 фунтов на кв. дюйм (17,6 *кг/см*^{2}) в нефти растворяется следующее количество газа, в литрах на 1 баррель (1 баррель = = 159 *л*): водорода — 0,124 объемных % (7 куб. футов); воздуха — от 0,178 до 0,249 объемных % (10—14 куб. футов); природного газа от 0,676 до 1,605 объемных % (38—57 куб. футов); углекислого газа — 2,405 объемных % (135 куб. футов). П. Джонс (179) утверждает, что в пределах между давлением насыщения и давлением в 800 фунтов на кв. дюйм (56,3 *кг/см*^{2}) с увеличением давления на каждый фут (0,07 *кг/см*^{2}) растворимость природного газа в нефти с удельным весом 0,8944 повышается в среднем на 3,37 объемных % (0,19 куб. фута) в 1 барреле (159 *л*) нефти, а при удельном весе нефти в 0,7968 среднее возрастание растворимости природного газа в 1 барреле (159 *л*) нефти будет равно 15,49 объемных % (0,87 куб. фута). Все компоненты нефти взаимно растворимы друг в друге, за исключением асфальтенов, которые, как указывает А. Саханен (307), присутствуют в нефтях в коллоидном растворе.* Л. Гурвич (L. Gurwitsch) и Г. Мур (H. Moore) (131) утверждают, что окислы тяжелых металлов легко растворяются в нефтяных маслах и дистиллятах, содержащих серу.**

Растворимость воды в нефти и нефти в воде. Существующее представление о том, что нефть и вода не растворяются друг в друге, не совсем верно — нефть и вода до некоторой степени взаимно растворимы. Одним из доказательств может служить тот факт, что вода, долго находившаяся в контакте с нефтью, на вкус отдает нефтью. Растворимость воды в нефти тем больше, чем выше температура и чем легче нефть (т. е. чем больше удельный вес в единицах API).*** По данным Л. Гурвича и Г. Мура (131) при

*Специальными методами С. Л. Закса, М. А. Капелюшникова и других установлено, что при давлении в 300—400 *кг/см*^{2} и температуре ниже 60° С 1 *л* нефти может раствориться в нескольких куб. *м* углекислого газа (или метана с примесью его гомологов). Это явление *обратного растворения* играет большую роль в процессах миграции нефти.

** Проблема растворимости окислов металлов в нефтях гораздо сложнее, чем это рисуется упомянутым автором. *Ред.*

*** См. стр. 55—56. *Ред.*

20° С лигроин с удельным весом в 0,6646 может растворить около 0,3% воды, бензин — около 0,01%, керосин — 0,005%, а парафиновая нефть с удельным весом 0,88 — около 0,003%. Лигроин с удельным весом в 0,6646 обладает растворимостью в воде в 0,3 объемных %. Р. Миллс (R. Van A. Mills) и Р. Уэллс (R. C. Wells) (362) приводят следующие данные о растворимости газообразных углеводородов в воде, при 20° С и давлении в 760 *мм*.

Углеводороды	Формула	Объемы, растворяемые в 100 объемах воды [дистиллированной]
Метан	CH_4	3,31
Этан	C_2H_6	4,72
Пропан	C_3H_8	6,50
Этилен	C_2H_4	12,2
Пропилен	C_3H_6	22,1

Таблица представляет значительный интерес, так как показывает, что растворимость увеличивается с возрастанием молекулярного веса углеводородов одного и того же гомологического ряда.

Таблица 1

Растворимость углеводородных газов в воде при 20° С и атмосферном давлении

Углеводород	t° С	$\frac{мл\ газа}{100\ мл\ H_2O}$	Ссылка	Данные из таблицы У. Рассела
Метан	20,0	3,54	[1]	3,31
	19,8	3,76	[2]	
Этан	20,0	5,06	[1]	4,72
	19,8	5,31	[2]	
Пропан	20,0	4,01	[3]	6,5
	19,8	4,22	[2]	
н-Бутан	20,0	3,02	[3]	—
	19,8	3,50	[2]	—
Изобутан	19,7	2,68	[2]	—

[1] Л. В. Винклер, Ber. Chem. Ges., 34, № 8, 1901, 1408—1422.
[2] В. Ф. Клауссен, М. Ф. Полглейз, J. Am. Chem. Soc., 74, № 19, 1952, 4817—4819.
[3] Г. М. Егорова, Сборник работ по газовой съемке, ГОНТИ, 1939, 45—52.

Приводимая автором таблица содержит неточные данные, почему и сделанный из нее вывод оказался неправильным. Более точные и полные данные приводятся в табл. 1, составленной М. И. Гербер (стр. 60). Ей же принадлежит дальнейший текст этого дополнения с табл. 2 и 3.

Растворимость углеводородных газов в воде при постоянной температуре с повышением давления увеличивается.

Повышение температуры влияет на растворимость двояко: при низких температурах растворимость с повышением температуры снижается; при

Таблица 2

Растворимость углеводородных газов в воде при высоких давлениях в зависимости от температуры

Углеводород	Давление, *ата*	Молярная доля углеводорода в растворе				
		37,8° С	71,2° С	137,9° С	154,6° С	171,2° С
Метан	68,05	0,001195	0,000954	0,001007	—	0.001252
	102,1	0,001620	0,001310	0,001500	—	0,001872
	204,2	0,002497	0,002130	0,002702	—	0,003377
Этан	68,05	0,000781	0,000629	0,000814	—	0,001037
	102,1	0,000817	0,000727	0,001068	—	0,001403
	204,2	0,000912	0,000882	0,001452	—	0,002113
Пропан [4]	68,05	0,000217	0,000236	0,000444	0,000513	—
	102,1	0,000222	0,000242	0,000493	0,000616	—
	204,2	0,000230	0,000254	0,000575	0,000770	—

[4] R. Kobayashi, D. L. Katz, Ind. Eng. Chem., 45, № 2, 1953, 440—451.

Данные по растворимости метана и этана в воде получены Калберсоном, Мак Кетта и Хорном и приведены в статье Р. Кобаяши и Д. Катца.

Таблица 3

Растворимость углеводородов в воде при атмосферном давлении

Углеводород	t° С	Растворимость
Пентан [5]	16	0,036 *г* в 100 *г* насыщ. раствора
Гексан [5]	15,5	0,014 То же
Гептан [5]	15,5	0,005 „ „
Октан [5]	16	0,0014 „ „
Бензол [6]	22	0,1865 *г* в 100 *г* воды
Толуол [6]	22	0,0492 То же
мета-Ксилол [7]	25	0,0196 *г* в 100 *см*³ насыщ. раствора
Этилбензол [7]	25	0,0208 То же
н-Пропилбензол [8]	25	0,0120 „ „
н-Бутилбензол [8]	25	0,0050 „ „

[5] Х. Фюнер, Ber. Chem. Ges., 57в, № 3, 1924, 510—515.
[6] С. П. Успенский, «Нефт. хоз.», 1929, 17, № 11—12, 713.
[7] Р. Л. Бохон, В. Ф. Клауссен, J. Am. Chem. Soc., 73, 1951, 1571—1578.
[8] Х. Б. Клевенс, J. Phys. Colloid Chem., 54, 1950, 283—298

температуре выше 70—100° С (для пропана при более низкой температуре) растворимость газов в воде с повышением температуры увеличивается (табл. 2).

Растворимость *н*-бутана в воде в двухфазной области (водный раствор и газообразный бутан) увеличивается с повышением температуры и давления.

Для жидких предельных углеводородов, начиная с пентана, по мере удлинения углеродной цепи и увеличения молекулярного веса наблюдается снижение растворимости. Такая же зависимость имеет место и для ароматических углеводородов (табл. 3).

С ростом температуры растворимость ароматических углеводородов в воде увеличивается.

Точки кипения и застывания

Так как нефть представляет смесь большого числа соединений, нельзя, казалось бы, ожидать, что она будет иметь какие-либо определенные точки кипения и застывания. С понижением температуры асфальтовые нефти постепенно становятся более вязкими, однако никакого заметного разрыва в свойствах, указывающего на достижение точки застывания, при этом не наблюдается. Некоторые нефти парафинового основания при кристаллизации твердых парафинов проявляют такие свойства, которые возможны при достижении точки застывания. Как указывает А. Саханен (307) точка застывания нефти немного ниже температуры, при которой начинается кристаллизация твердых парафинов, а выпадение из раствора 1% их может вызвать сгущение жидкости, так как твердые парафины удерживают нефть подобно губке.

Вследствие большого различия в точках кипения различных углеводородов, составляющих нефть, компоненты нефти будут кипеть и отгоняться при температурах в пределах от 200° F (93° С) [и менее] до температур, при которых происходит диссоциация оставшихся компонентов. Знание процентного содержания в нефтях фракций, отгоняющихся при различных температурах, необходимо для определения типа нефти и оценки ее свойств, важных с технологической точки зрения. Изучение процентного содержания и физических свойств фракций, выкипающих при различных температурах, может пролить свет на характер миграции, некоторые генетические вопросы и на действие таких факторов, как температура и глубина залегания. Точки кипения и упругость пара имеют отношение к вопросу о том, могли ли нефтяные углеводороды до того, как они конденсировались в жидкость, дистиллироваться, т. е. выделиться в газообразном состоянии.

Как показывает приводимая ниже таблица, относительные точки кипения более низких [начальных] членов парафинового, нафтенового и ароматических рядов определяют их процентное содержание в природном газе.

Углеводороды	Формула	Точка кипения
Ароматические		
Бензол	C_6H_6	80,1
Нафтеновые		
Циклопентан	C_5H_{10}	49,5
Парафиновые		
Метан	CH_4	—161,7
Этан	C_2H_6	—88,6
Пропан	C_3H_8	—42,2
Нормальный бутан	C_4H_{10}	—0,5
Изобутан	C_4H_{10}	—12,1
Изопентан	C_5H_{12}	27,9
Нормальный пентан	C_5H_{12}	36,1

Оптическая активность

Свойство, называемое оптической активностью, принадлежит большинству нефтей и заключается в том, что при прохождении поляризованного света через нефти происходит вращение плоскости поляризации. Оптическая активность, в основном, свойственна фракциям со средней температурой кипения. А. Саханен (307) указывает, что источником оптической активности являются полициклические нафтеновые углеводороды. Как правило, нефтям свойственно вращение поверхности поляризации вправо. Химики считают, что оптическая активность нефтей подтверждает их происхождение из остатков организмов, так как нефти неорганического происхождения не могут обладать этим свойством.

Критические температуры и ретроградная конденсация

Открытие многих дистиллятных или конденсатных газовых залежей, газ которых содержит значительный процент легких углеводородов, являющихся при обычных температурах и атмосферном давлении жидкостями, привлекло внимание исследователей к сложным критическим явлениям, наблюдаемым в углеводородных смесях. Правильное понимание этой проблемы имеет исключительно важное значение для определения наиболее эффективных методов разработки конденсатных залежей, в связи с чем было проделано много опытов и проведены обстоятельные исследования (283, 215, 318). Ясно, что критические температуры и давления углеводородных смесей, таких, как нефть, сильно отличаются от критических температур и давлений отдельных компонентов этой смеси. Если критическая температура и давле-

ние какого-либо отдельного углеводорода отличаются от критической температуры и давления смеси, то критических явлений при этих условиях не наблюдается даже в том случае, если данный углеводород составляет значительную часть нефти. Критическое давление нефти может быть много выше критического давления каждого из ее компонентов. Более того, вместо определенной критической точки, смеси имеют так называемую критическую зону, некоторый температурный интервал, в котором обнаруживаются явления, более или менее характерные для критического состояния вещества.

Явление ретроградной конденсации характерно для смесей природного газа и легких жидких нефтяных углеводородов; это явление наблюдается при высоких давлениях и при температурах, не достигающих критической. Если смеси природного газа с конденсированной жидкой фазой углеводородов, встречающиеся в конденсатных газовых месторождениях, подвергаются давлению при обычных для коллекторов температурах, то объем жидкой фазы сначала увеличивается, так как природный газ растворяется в ней по мере повышения давления. Однако после того как давление превысит некоторый предел, объем жидкости начинает уменьшаться, так как она растворяется в газе, и при тех давлениях, которые господствуют в коллекторах, вся жидкость растворяется в газе. В конденсатных газовых залежах заметных количеств тяжелых углеводородов, составляющих основную массу нефти, не обнаружено, однако предполагают, что на глубине при больших температурах и давлениях газ содержит значительный процент тяжелых углеводородов; возможно, что на большой глубине большинство компонентов нефти находится в газообразном состоянии.

Разумеется, есть предельная температура, выше которой нефть не может существовать в жидком состоянии. В настоящее время каких-либо определенных указаний относительно этой температуры не имеется; глубина, на которой достигается эта предельная температура, зависит от геотермического градиента и от состава самой нефти. Возможно, что нефть будет диссоциировать при температурах, которые несколько ниже критической; в таком случае по мере приближения к глубинам с температурой диссоциации, мы будем встречать легкие, более стойкие углеводороды.

Молекулярный вес и температура диссоциации

Молекулярные веса природных углеводородов варьируют в широком диапазоне, от 16 до 800 и больше. Как правило, чем тяжелее и сложнее молекула, тем ниже температуры, при которых она диссоциирует или расщепляется на две или несколько молекул. Кроме того, чем тяжелее [крупнее] молекулы, тем выше

температуры кипения соответствующих жидкостей. Ввиду этих двух обстоятельств невозможно дистиллировать тяжелые фракции нефти, так как они разлагаются до того, как будет достигнута температура кипения. По данным У. Груза и Д. Стивенса (130) при атмосферном давлении можно дистиллировать углеводороды с атомным [молекулярным] весом, не превышающим 200.

При значительном повышении температуры все углеводороды, а также все органические вещества, рассматриваемые как возможные источники нефти, будут диссоциировать, т. е. тяжелые и сложные молекулы распадутся на более простые и мелкие. Как правило, более тяжелые и сложные молекулы расщепляются при более низких температурах. Сложные углеводороды диссоциируют сперва на более простые; при дальнейшем повышении температуры происходит диссоциация более простых углеводородов, и в конце концов, в результате полного распада, образуются водород и углерод. С повышением температуры значительно увеличивается скорость реакции; температура, при которой происходит разложение на углерод и водород, снижается, а скорость реакции значительно возрастает под действием катализаторов.

Тонко измельченные металлы, их окислы и некоторые сложные соединения, как например, хлористый алюминий, являются очень сильными катализаторами, однако для того, чтобы быть действенными, они должны находиться в соответствующем физическом состоянии; они легко отравляются и становятся неэффективными под действием различных веществ, например, некоторых соединений серы. В присутствии определенных катализаторов, разложение происходит при температурах, ненамного превышающих температуры, достигаемые в самых глубоких скважинах. А. Саханен (306) указывает, что парафиновые углеводороды в присутствии треххлористого алюминия легко разлагаются при 200° С и даже ниже. По данным Д. Хауэса (165), самый стойкий из углеводородов — метан распадается при температурах 650—700° С; в присутствии же катализаторов температуры распада резко снижаются: в присутствии палладия — до 250° С, никеля — до 320° С, железа — до 350° С.

Поверхностное натяжение, адгезия и капиллярность

В связи с миграцией нефти и газа следует принять во внимание поверхностное межфазное натяжение, существующее между газом и нефтью, между газом и водой, между нефтью и водой, а также между газом, нефтью, водой, с одной стороны, и твердыми веществами, из которых образованы стенки пор, с другой. При обычных температурах поверхностное натяжение в динах на сантиметр для нефти в воздухе равно 24—28, для воды в воздухе — 73, для воды в нефти — 33—54. Совершенно очевидно, что на глубине в коллекторах поверхностное натяжение гораздо ниже.

По данным К. Хокотта (C. R. Hocott) (158), поверхностное натяжение воды в контакте с газом при увеличении давления от 0 до 3500 фунтов на кв. дюйм (246,1 *кг/см²*) снижается на 60%, в то время как поверхностное натяжение на контакте нефть-газ с увеличением давления снижается быстрее и при давлении в 5000 фунтов на кв. дюйм (350 *кг/см²*) приближается к нулю. Поверхностное натяжение также уменьшается с повышением температуры. Вполне возможно также, что некоторые вещества, находящиеся в нефти или в пластовой (в коллекторе) воде в малых количествах, могут значительно уменьшить поверхностное натяжение.

Если две жидкости в равной мере смачивают стенки тонких каналов или других пор, в которых они находятся, то контакт между такими жидкостями, в силу равновесия, будет плоским. Если же одна из жидкостей сильнее смачивает стенки пор, то она отжимает вторую жидкость от этих стенок, контакт между жидкостями приобретает вид вогнутого (по отношению к сильнее смачивающей жидкости) мениска, и вторая жидкость под действием собственного поверхностного натяжения выдавливается из пор с силой, пропорциональной поверхностному натяжению второй жидкости и обратно пропорциональной диаметру капиллярного сосуда. В очень тонких порах эти капиллярные силы могут достигнуть большой величины. Следует также заметить, что нефть втягивается в разделы между поверхностными пленками газа и воды. Так пузырьки газа в воде притягивают нефть с песчинок, а также нефтяные капельки, взвешенные в воде, и при миграции увлекают нефть за собой.

Радиоактивность

Изучение радиоактивности нефти приобрело практическое значение в связи с развитием радиоактивного кароттажа. Точное измерение радиоактивности веществ, обладающих подобно нефти слабой радиоактивностью, представляет довольно большую трудность, а потому можно поставить под сомнение достоверность большинства сообщаемых в литературе данных о радиоактивности нефтей. Нефть может иметь повышенную радиоактивность за счет радона, который легче растворяется в нефти, чем в воде; поэтому нельзя думать, что весь радон в нефти находится в равновесии с соответствующим количеством радия. Радиокароттаж скважин основан на измерении гамма-излучения (гамма-кароттаж), источником которого являются калий, элементы ряда *тория* и *ряда уран — радий*. Содержание калия в нефти настолько мало, что оно не может в достаточной степени обеспечить проведение радиокароттажа, а достоверных, точных измерений содержания тория еще не произведено. По данным К. Белла (K. G. Bell), К. Гудмэна (C. Goodman) и В. Уайтхеда (W. L. Whitehead) (33), содержание радия в пробах семи нефтей варьировало от 0,007 до 0,034 $\times 10^{-12}$ *г* радия на 1 *г* нефти, а количество радона было во много раз больше того, которое может находиться в равновесии с указанным количеством радия. Радия оказалось в этих нефтях гораздо меньше, чем в большинстве осадочных пород.

Прочие физические свойства

Нефти обладают рядом других физических свойств (помимо вышеперечисленных), изучение которых важно для геофизики или геологии. Электрическое сопротивление нефти является свойством, используемым, главным образом, для непосредственного выявления нефти в скважинах. Сопротивление нефти, измеряемое от 10^{11} до 10^{18} *ом/см*, является настолько большим по сравнению с сопротивлением ископаемых вод и осадочных пород, что практически его можно считать бесконечно большим. Диэлектрическая постоянная нефти равна 2, в то время как лед имеет диэлектрическую постоянную — 93,9, а обычные породы — от 6 до 11 (117). Показатель преломления варьирует от 1,42 до 1,48; удельная теплота — от 0,40 до 0,52 (средняя удельная теплота равна приблизительно 0,45). Теплота сгорания 1 фунта нефтей дает от 15 000 до 21 000 британских тепловых единиц (8300—11 700 g/Cal). Л. Гурвич и Г. Мур (131) приводят следующие данные теплопроводности нефтей при обычных температурах: керосин — 0,000355 и 0,000382; парафиновая нефть — 0,000346; вода — 0,00154 *кал/см · сек · град*. Эти числа обозначают количество калорий, передаваемых в 1 сек. через слой толщиной в 1 *см* при падении температуры на 1° С.

Советская литература

1. Г. А. Амосов. Оптическое вращение нефтей. Геологич. сб. 1. Труды ВНИГРИ, нов. сер., вып. 83, 1955.
2. Н. Б. Вассоевич и В. А. Успенский. Геология нефти. Глава в «Спутнике полевого геолога-нефтяника», т. II, 2 изд., Гостоптехиздат, 1954.
3. А. Ф. Добрянский. Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.
4. М. Ф. Мирчинк и М. И. Максимов. Нефтепромысловая геология. Гостоптехиздат, 1955.
5. К. Г. Оркин и П. К. Кузинский. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1955.

Глава 5

ВОДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Связь пресных и соленых подземных вод

В районах залегания значительных толщ неметаморфизованных осадочных пород, независимо от того, содержат они нефть или нет, вблизи поверхности обычно встречаются пресные воды, под которыми располагаются соленые. Глубина залегания последних может варьировать от нескольких метров в непроницаемых слоях вблизи морского побережья до 1000 футов (300 *м*) и более в районах с резко выраженным рельефом, а также в районах развития артезианских бассейнов. С глубиной часто наблюдается постепенное возрастание степени солености вод и в сплошь проницаемых водоносных горизонтах, по мере увеличения глубины, вода постепенно изменяется от пресной к солоноватой и, наконец, становится соленой. *

Ясно, что во многих случаях пресные воды, расположенные близко от поверхности, являются метеорными [атмосферными] и, передвигаясь под влиянием гравитационных сил в небольших по мощности пластах, образуют в депрессиях рельефа источники. Помимо этих неглубоких артезианских потоков, ** пресные воды могут проникать на значительную глубину, если водоносный горизонт является сплошь проницаемым и выходит на дневную поверхность в наиболее высоких частях структуры. Некоторые широко распространенные песчаники, как например, песчаники

* Нередко концентрация солей в подземных водах, наоборот, с глубиной уменьшается. Примером этому являются многие нефтяные месторождения Азербайджана, некоторые месторождения Сахалина и других районов.

Распространение и условия образования вод нефтяных месторождений описаны в книге В. А. Сулина. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, М.—Л., 1948. Эта книга является основным учебным пособием при прохождении в вузах курса гидрогеологии нефтяных месторождений. *Ред.*

** По современной классификации среди вод, проникающих в породы с поверхности, различают: 1) инфильтрационные, образующиеся в результате просачивания атмосферных осадков и поверхностных вод по капиллярным каналам, и 2) инфлюационные, протекающие по крупным пустотам и трещинам. Подробнее см. у В. А. Сулина. *Ред.*

Сан-Петер в верхней части долины Миссисипи, обладают хорошей пористостью и проницаемостью на значительном протяжении, в то время как другие состоят из разрозненных линз, разделенных непроницаемыми зонами, сложенными сильно сцементированными или глинистыми породами.

В районах, где глубокие артезианские потоки отсутствуют, соленые воды, как правило, залегают на глубинах от 200 до 600 футов (от 60 до 180 *м*) от поверхности; выше этих вод нефть обычно не встречается, а если и присутствует, то чаще всего асфальтовая, тяжелая, темноокрашенная. В районах, где поверхностные нефтепроявления обычны, в зоне метеорных вод могут встречаться асфальты. На большой глубине, в породах, образовавшихся в пресноводных бассейнах или содержавших пресную воду до погребения, могут сохраниться ископаемые пресные воды.

Условия залегания нефтяных вод

Воды нефтяных месторождений обычно классифицируются в зависимости от условий их залегания по отношению к продуктивным горизонтам. Так, нефтяные воды, залегающие над нефте- или газоносным горизонтом, называются верхними. Воды, находящиеся в том же горизонте и располагающиеся ниже нефти или газа, называются подошвенными; воды, находящиеся в одном пласте с нефтью или газом, но залегающие ниже по падению от них, называются краевыми. *

На ранних этапах нефтяной геологии было принято считать, что нефтеносные или газоносные зоны пластов являются обезвоженными, однако за последние, по крайней мере, два десятилетия, в соответствии с собранными данными было установлено, что в этих зонах содержится довольно заметное количество воды, сходной по химическому составу с подошвенными и краевыми водами. Эта вода обычно называется «ископаемой» [connate], хотя, конечно, все воды вне продуктивной зоны, связанные с ней, являются также ископаемыми. Продуктивный нефте- или газоносный горизонт может содержать более 50% ископаемой воды, однако в некоторых месторождениях, а также в некоторых определенных типах коллекторов она почти отсутствует. Так, на месторождении Оклахома Сити (Oklahoma City) в зоне песка Уилкокс (Wilcox) почти нет ископаемой воды и, очевидно, ее будет мало и в трещинах, содержащих нефть.

Условия залегания ископаемых вод в нефте- и газоносных горизонтах имеют большое значение для решения таких вопросов, как оценка запасов, выбор методов эксплуатации, применение вторичных методов разработки, интерпретация данных элек-

* В нашей литературе эти воды часто называют контурными. *Ред.*

трического и нейтронного кароттажа и, вероятно, также условий аккумуляции нефти и газа. Вследствие того, что ископаемая вода, как правило, не добывается вместе с нефтью или газом, определить ее количественное содержание очень трудно. Большинство данных о содержании ископаемой воды в породах получено при изучении кернов, хотя сохранить первоначальный состав флюидов в керне невозможно, так как при бурении породы пропитываются водой. По общему мнению, содержание ископаемой воды зависит от порового пространства; оно тем выше, чем менее проницаем коллектор, чем мельче составляющие его зерна и чем больше содержание алевритовых и глинистых частиц.

Способы выражения химического состава вод

Обычные методы выражения состава нефтяных вод описаны П. Джонсом (179) и А. Боуэном (42). Часто состав дается непосредственно в весовых частицах на миллион.* Иногда при выражении состава бывает удобно указывать процентное содержание различных ионов или компонентов.** На выраженный таким способом состав не повлияет изменение концентрации раствора, вызванное смешением с пресной водой.

Химический состав нефтяных вод

По своей концентрации и общему составу нефтяные воды похожи на воды непродуктивных слоев того же возраста и типа, залегающих на той же глубине, что и нефтеносные горизонты. Нефть и газ встречаются чаще с соленой водой, нежели с пресной и, как показывают наблюдения, содержание сульфатов в водах, непосредственно контактирующих с нефтью, в некоторых случаях может снижаться за счет реакций с нефтью. Вероятно, тщательные исследования показали бы разницу в химическом составе вод нефтеносных и ненефтеносных пластов, однако установить это отличие с помощью обычных химических анализов не удается.

Залегающие ниже зоны артезианских вод, ископаемые воды в морских отложениях, вероятно, во многих случаях представляют собой ископаемую морскую воду с более или менее измененным химическим составом,* было бы интересно сравнить нефтяные воды с морской для выяснения разницы в их концентрации и в количественном соотношении различных компонентов. Как правило, нефтяные воды содержат меньше сульфатов, чем морская вода, очевидно, потому, что сульфаты нефтяных вод вступают в химическое взаимодействие с окружающими породами.**

Можно выделить три типа подземных вод. К первому и наиболее примечательному типу относятся воды преимущественно палеозойских пород США; эти воды не затронуты артезианскими течениями, и потому на больших площадях имеют однообразный состав и одинаковое содержание компонентов.*** Концентрация хлоридов в этих водах в 2—8 раз больше, чем в морской воде; в действительности, в наиболее минерализованных водах концентрация приближается к полному насыщению. Отношение кальция к натрию в этих водах значительно выше, чем в морской воде, а отношение магния к общему количеству растворимых компонентов несколько ниже. Характер состава вод данного типа иллюстрируется анализами, приведенными в табл. 5-1, которая заимствована из работ П. Торри (P. D. Torrey) (352); Л. Чейза (L. C. Chase) (59); В. Бергера (W. R. Berger) и Р. Фэша (R. H. Fash) (34).

Второй тип подземных вод охватывает воды кайнозойских и отчасти мезозойских отложений. Эти воды также не затронуты артезианской циркуляцией. Они очень похожи на морскую воду, но содержат сравнительно мало сульфатов. Их концентрация определяется в пределах от 1,5 до 8,0 объемных % сухого остатка, представленного в основном хлоридом; средняя концентрация этих вод очень близка к средней концентрации морской воды [3,3—3,5%]. Хотя на больших глубинах растворы могут быть более концентрированными, постоянного возрастания степени концентрации с увеличением глубины не наблюдается. Среднее

---

* Автор применяет сокращение p. p. m., которое обозначает «(столько-то) частей на миллион». — См. Е. В. Алешин, В. О. Блувштейн, Ю. В. Семенов. Словарь английских и американских сокращений. Гос. изд-во ин. и нац. словарей, М., 1953. *Перев.*

** В СССР химический состав вод принято выражать в граммах на литр, миллиграмм-эквивалентах на литр и процент-эквивалентах. Такая форма дает возможность судить о степени концентрации солей, взаимоотношении отдельных компонентов и позволяет сравнительно просто вычислить различные коэффициенты. *Ред.*

* По этому вопросу В. А. Сулин указывает, что «воды нефтяных месторождений сближает с морской водой большое содержание в них хлоридов натрия, но все другие показатели их явно противоположны. Минерализация вод нефтяных месторождений во многих случаях гораздо выше морской воды. Воды нефтяных месторождений представлены типами или хлоркальциевых, или щелочных вод. И хлориды кальция и карбонаты щелочей никогда не содержатся в морской воде; наконец, воды нефтяных месторождений в огромном большинстве случаев бессульфатны или малосульфатны. В морской воде содержание сульфатов значительно. Таким образом, сходство состава морской воды и вод нефтяных месторождений весьма сомнительно». (В. А. Сулин. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1948, стр. 196). *Ред.*

** Очевидно этот процесс является биохимическим. *Ред.*

*** Воды «зоны застойного режима», по Н. К. Игнатовичу. *Ред.*

Таблица 5-1

Анализы подземных вод в палеозойских отложениях
(результаты выражены в объемных %)

Горизонт	Хандридфут	Гордон	Брэдфорд	Кромвель	Датчер	Бартлсвилл	Лейтон	„Большой Лайм" пермский	Морская вода
Глубина, *м*	641	696	613	1171	1154	1224	2399	1343	
Местность	Вашингтон	Вашингтон	Мак Кин	Т 10 N	Т 14 N	Т 18 N	Т 27 N	Эптон	
	К⁰, Пенсильвания	К⁰, Пенсильвания	К⁰, Пенсильвания	Ряд 7Е Оклахома	Ряд 6Е Оклахома	Ряд 3Е Оклахома	Ряд 1W Оклахома	К⁰, Техас	
Na и K	3,4040	4,0110	3,2600	4,9567	6,2100	6,1180	6,9780	12,2500	1,1100
Ca	1,2050	1,3230	1,3260	1,1060	0,9162	1,5284	1,5596	0,9840	0,0420
Mg	0,2100	0,2860	0,1940	0,1722	0,1706	0,1980	0,3404	0,2988	0,1300
SO_4	0	0,0020	0,0730	0,0102	0,0137	0,0108	0	0,2115	0,2700
Cl	8,0120	9,3830	7,7670	10,1000	11,6800	12,7110	14,5430	21,2000	1,9410
HCO_3	0,0020	0	0	0,0034	0,0131	0,0073	0,0053	0,0060	0
Общее количество солей	12,8330	15,0050	12,6200	16,3525	19,0936	20,5635	23,4263	34,9570	3,5000

отношение кальция к натрию примерно такое же, как и в морской воде или чуть больше. Состав подземных вод этого типа хорошо иллюстрируется анализами, проведенными Ф. Джессеном (F. W. Jessen) и Ф. Рольшаузеном (F. W. Rolshausen) (174).

Третий тип подземных вод представляет собою воды первых двух типов, отличающихся от последних только тем, что они разбавлены проточными водами. В зависимости от степени разбавления они могут быть пресными, солоноватыми или почти такими же солеными, как морская вода. Воды третьего типа очень часто встречаются в районе Скалистых гор и были описаны Дж. Крофордом (J. G. Crawford) (70, 71). Преобладающим компонентом в водах является поваренная соль; в кайнозойских отложениях отношение кальция к натрию немногим больше, чем в морской воде, но в палеозойских образованиях это отношение в среднем значительно выше, чем в морской воде, и может приближаться к 1. Пониженная концентрация вод в сравнении с морской водой не всегда означает разбавление их проточными водами. Как указывает У. Рассел (296), при погребении пласты, возможно, содержали пресные или солоноватые воды, а воды первоначально такие же соленые, как и морские, после погребения могли разбавиться пресной водой, выделившейся из контактирующих или подстилающих слоев во время их уплотнения. *

Идентификация водоносных горизонтов по данным химических анализов вод

Давно известно, что подземные воды разных горизонтов имеют различный химический состав и, следовательно, во многих случаях горизонты можно определить по результатам анализов содержащихся в них вод. Конечно, этот метод не может быть использован для идентификации пластов до тех пор, пока не будет собрано значительное число сведений о химическом со-

* Представленное автором деление вод только по возрасту комплексов пород (по эрам), к которым они приурочены, без учета литологии отложений и тектонического строения района является весьма упрощенным и не может отражать действительной картины. Это наглядно видно в табл. 5-1, приводимой автором, в которой объединены воды разных типов как по степени минерализации (от 12 до 35%), так и по соотношению отдельных компонентов, хотя они и принадлежат к отложениям одной и той же группы (эры). О разнообразии вод, связанном с разнообразием литологии пород и геотектонических условий, свидетельствуют результаты исследований подземных вод отдельных регионов (см. работу М. А. Гатальского — Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. Труды ВНИГРИ, вып. 9, Гостоптехиздат, Л., 1954).

Следует также указать, что для полной характеристики химического состава вод нефтяных месторождений необходимо иметь данные о содержании йода, брома, нафтеновых кислот, а также аммиака, сероводорода, железа, бора и других компонентов. *Ред.*

ставе вод из различных горизонтов изучаемого района. Наиболее важное практическое применение этого метода заключается в определении мест притока вод в обсадной колонне с целью наиболее эффективной ликвидации ее повреждений; этот же метод может быть использован для корреляции пластов, необходимой при составлении профилей и структурных карт.* Применяются как обычные химические анализы, так и спектральные; последние имеют преимущество, так как с их помощью можно определить и использовать при корреляции редкие элементы, присутствующие в таких малых количествах, которые не могут быть обнаружены обычными количественными анализами. Эти методы корреляции, как правило, являются довольно эффективными, хотя, конечно, в некоторых случаях и не удается установить различия в химическом составе вод двух смежных горизонтов.

Химическое изменение нефти под влиянием сульфатов

Нефть, ассоциирующая с сульфатными водами, часто содержит асфальт и серу, а газ в подобных случаях содержит сероводород. Хорошим примером в этом отношении являются нефть и газ пермских продуктивных горизонтов Западного Техаса. Кроме того, в легких парафиновых нефтях часто содержится никель, но отсутствует ванадий (в то время как в асфальтовых нефтях почти всегда содержится ванадий в малых количествах). Там, где нефтеносные горизонты выходят на поверхность вблизи от залежи, часто в одном и том же горизонте при приближении к поверхности можно наблюдать все переходы от жидких асфальтовых нефтей на глубине до твердых или полутвердых асфальтов на поверхности. Подобные явления говорят о том, что либо кислород из атмосферы окислил нефть, либо имело место влияние сульфатных вод на нефть, в результате чего образовались асфальт, сернистая нефть и сероводород.

Изменение нефти под влиянием сульфатных вод исследовалось Р. Гинтером (R. L. Ginter) (122). Было установлено, что в лабораторных условиях сульфатные воды окисляют нефть до асфальта или асфальтовой нефти с выделением сероводорода, но эти реакции идут при температурах, отличающихся от температур, господствующих в нефтеносных отложениях. Однако некоторые бактерии вызывают эту реакцию при обычных температурах. Указанные факты позволяют допустить активную роль таких бактерий на глубине в нефтеносных толщах; окончательно это, однако, еще не доказано.* Какова бы ни была причина изменения нефтей, совершенно очевидно, что асфальтовые нефти переходят в асфальт вблизи поверхности.

Было высказано предположение, что ванадий, никель и другие элементы действуют как катализаторы при превращении нефти в асфальт. Поскольку легкие парафиновые нефти содержат никель, но не содержат ванадия, а асфальтовые нефти почти всегда содержат ванадий, то, в соответствии с этой теорией, считалось, что именно ванадий является катализатором. Однако возможно другое объяснение, данное Л. Гурвичем и Г. Муром (131). Окислы тяжелых металлов легко растворяются в нефтях, богатых серой, поэтому можно думать, что сернистые асфальтовые нефти способны поглощать ванадий из содержащих его пород, а легкие, свободные от серы нефти не могут растворять ванадий и потому его и не содержат.

Отсутствие воды в нефте-газоносных песчаниках

Песчаные породы, лишь слегка затронутые начальным метаморфизмом [катагенезом]** слабо сцементированы, обычно пористы и проницаемы. При вскрытии буровыми скважинами такие породы дают притоки нефти, газа или воды. Хорошим примером песчаников этого типа являются песчаники кайнозойских отложений Мексиканского залива и Антлантического побережья в США. С другой стороны, там, где в результате начального регионального метаморфизма пористость и проницаемость песчаников ниже определенных пределов (пористость 8—10%, а проницаемость около 1 *миллидарси*), они при вскрытии бурением не дают притока воды. Это происходит не потому, что в них нет воды, так как при полной водонасыщенности (что, вероятно, и имеет место) песчаник, обладающий пористостью в 8%, может содержать огромное количество воды.*** Причиной отсутствия притоков воды в этих случаях также не может являться и недо-

* Данные химического анализа вод оказывают существенную помощь также при поисках нефтяных залежей, установлении их режима, интерпретации результатов опробования скважин, определении технического состояния последних, возможности применения специальных видов кароттажа (нейтронного гамма-кароттажа, нейтрон-нейтронного кароттажа, наведенной активности по натрию и др.), применении методов законтурного заводнения, поведения залежи в период разработки и т. д. Без данных химического состава пластовых вод невозможна правильная интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований. *Ред.*

* Наличие в пластовых водах нефтяных месторождений бактерий, восстанавливающих сульфаты, было установлено еще в 1926 г. советским исследователем Т. Л. Гинзбург-Карагичевой. О роли микробиологического окисления нефти см. работу Н. Б. Вассоевича и Г. А. Амосова — Изменение нефтей в земной коре. Геологический сб. НИТО при ВНИГРИ, II (V). Гостоптехиздат, 1953. *Ред.*

** См. дополнение на стр. 295.

*** Это подтверждается данными электрокароттажа. *Ред.*

статочное гидростатическое давление, так как последнее, вероятно, соответствует глубине залегания пласта. Очевидно, причиной является очень низкая проницаемость пород. Подобные «сухие», вследствие малой проницаемости, песчаники широко распространены во всех районах развития отложений, претерпевших довольно интенсивный региональный начальный метаморфизм. В США такие районы известны к юго-востоку от области Аппалачских нефтяных и газовых месторождений, а также к северу от Арканзаса и к юго-востоку от Оклахомы.

Однако имеется другой вид песчаных пород, в которых слабые водопроявления нельзя связывать с низкой проницаемостью, так как они дают нефть и газ в промышленных количествах. Такие породы обнаружены во многих горизонтах силурийского, девонского и миссисипского возраста в нефтяных и газовых месторождениях Аппалачской области. Они также широко распространены в Западной Вирджинии, Пенсильвании, в западной части штата Нью-Йорк и в восточной части Огайо.

Содержат ли нефте- и газоносные участки этих песчаных пород ископаемую воду, точно не установлено, известно только, что ни подошвенных, ни контурных вод там нет. Очевидно, такие проницаемые пласты дают притоки нефти и газа только в пределах контура своего распространения, и нефть и газ в них не концентрируются на сводах антиклиналей, как это имеет место в пластах, содержащих также и краевые воды.

Гораздо важнее объяснить отсутствие воды в подобного типа песчаных породах, так как ограниченное их распространение не дает никаких указаний в этом отношении. Данная проблема связана с миграцией нефти, уплотнением осадков и передвижением флюидов в них, и ее решение могло бы пролить свет и на другие связанные с ней спорные вопросы.

Совершенно очевидно, что отсутствие водопроявлений в этих пластах не является следствием незначительного гидростатического давления, так как оно оказывается вполне достаточным для обеспечения притока нефти и газа в скважины, и любые флюиды, присутствующие в подобном сплошном резервуаре, будут находиться, приблизительно, под тем же гидростатическим давлением. Ранее считалось, что притоки воды не могут быть получены из запечатанных линз пористых песчаников ввиду того, что при этом в них создавался бы вакуум. Однако теперь известно, что довольно заметные притоки воды в скважину могут происходить вследствие сжимаемости резервуара и находящейся в нем воды или другого флюида, но если запечатанное линзовидное скопление воды мало, то приток из него скоро прекращается из-за быстрого падения давления.

В 1917 г. Ф. Ривс (F. Reeves) (275), подробно анализируя этот вопрос, указал на связь сухих песчаников с красноцветами

и высказал мнение, что отсутствие воды в них объясняется высыханием пород в жарких пустынных условиях до их погребения. Этому предположению противоречат имеющиеся представления об уплотнении осадков. Известно, что, даже подвергаясь субаэральному высушиванию, глинистые породы, залегающие среди песчаных разностей, должны были сохранить значительное количество абсорбированной воды и, вероятно, они обладали достаточной пористостью. По мере погребения пород под нарастающей сверху толщей осадков происходило постепенное их уплотнение и выжимание содержащейся в них воды вверх. Таким образом, любые «сухие» песчаные и глинистые породы, залегающие в одном разрезе, насыщались водой, выжимаемой из нижележащих слоев. В обычных условиях на поверхности вода не пропитывает сухие пески и алевриты, так как давление в этих случаях недостаточно для того, чтобы выжимать воду в поры. По-видимому, нет никаких данных, указывающих на то, что в условиях, существующих на глубине, вода не будет поступать в проницаемые песчаные породы.

Возможно, отсутствие воды в песчаных породах объясняется тем, что их поры заполнены мигрировавшей нефтью и газом; некоторое количество первоначально содержавшейся воды, вероятно, абсорбировалось глинистыми породами по мере того как они становились более пористыми благодаря расширению при снижении давления, обусловленного эрозией части покрывающих слоев. К сожалению, это предположение не объясняет тесной связи безводных песчаных пород с красноцветами и, следовательно, нельзя считать данную проблему окончательно решенной.

Происхождение высоко минерализованных вод

Высоко минерализованные воды, обнаруженные в палеозойских породах, описаны выше. Происхождение этих вод представляет собой еще один нерешенный вопрос геологии. Относительно высокое содержание кальция можно объяснить обменом оснований, но трудно понять причину повышенной концентрации хлора, количество которого в пластовых водах в 3—8 раз больше, чем в морской воде. *

* Существует много гипотез, пытающихся объяснить наличие высоко минерализованных вод в недрах земной коры. Среди них В. А. Сулин отмечает следующие: 1) гипотезу молекулярного уплотнения растворов, 2) гипотезу гидротации минералов и пород, 3) гипотезу осмотического эффекта, 4) гипотезу адсорбции и 5) гипотезу испарения вод под влиянием повышения температуры с глубиной. Однако ни одна из этих гипотез не может объяснить наблюдающегося разнообразия изменения концентрации подземных вод с глубиной. Очевидно, факторов, вызывающих эти изменения, много и проблема еще полностью не решена. *Ред.*

В одной из своих работ У. Рассел (299) указал, что эти сильно минерализованные воды не могли поступить снизу, из нижележащих пород, так как в некоторых случаях с глубиной концентрация уменьшается; кроме того, трудно представить себе проникновение таких восходящих потоков через бесчисленные линзовидные резервуары и огромную толщу слоев. Высоко минерализованные воды встречаются там, где нет соленосных отложений; в местах же, где имеются залежи соли, * не наблюдается закономерного возрастания минерализации вод по направлению к соленосным отложениям.

Р. А. Миллс и Р. Уэллс (362) высказали мнение, что высокая минерализация воды является следствием испарения ее в расширяющемся природном газе.

Однако трудно допустить, чтобы были возможны такие невероятно огромные количества газа и исходных пород, которые необходимы для образования высоко минерализованных вод путем испарения морской воды. Можно еще предположить образование высоко минерализованных вод путем растворения нестойких минералов, но, опять-таки, трудно представить это в таких огромных масштабах.

В работах Л. Эзи (L. F. Athy) (10) и Х. Д. Хедберга (H. D. Hedberg) (150) установлено, что средняя плотность глинистых пород неуклонно растет с глубиной и на больших глубинах достигает 2,6 или 2,7, что обусловливает постоянное уменьшение общего количества конституционной и поровой воды. По мнению У. Рассела (299) и Л. Дезиттера (L. U. DeSitter) (84), вследствие различно протекающих в глинистых породах осмотических процессов и адсорбции, возможно как повышение, так и понижение минерализации находящихся в них вод.

Ископаемые воды глинистых пород

Весьма незначительны и неточны сведения, которыми мы располагаем, об ископаемых водах, содержащихся в глинистых породах. Это говорит о том, что данный вопрос представляет собой широкое поле для исследований. Необходимы сведения об объеме пустот в глинистых породах, занимаемых ископаемыми водами, о химическом составе последних, о веществах, абсорбированных на поверхности частиц, и о химических реакциях между твердыми компонентами пород и водами. Так как поры большинства глинистых пород заполнены водой, процент пористости

* Написано «...where salt beds do not occur». Здесь, по-видимому, опечатка. Следует читать «...where salt beds occur» и соответственно переводить как «имеются». *Перев.*

может указывать на процентное содержание (к объему породы) свободной воды; исключение составляют газо- и нефтесодержащие породы, в которых поры полностью или частично заполнены другими флюидами.

Прогрессивное возрастание плотности с глубиной, описанное в работах Л. Эзи и Х. Хедберга, показывает, что с увеличением глубины пористость глинистых пород, а следовательно, и процент ископаемой воды постепенно уменьшаются и на глубине в 10 000 футов (3000 *м*) и более пористость и содержание воды составляют всего лишь несколько процентов. Конечно, пористость и содержание воды можно определить точно по объемному весу, если известен удельный вес зерен. При невозможности перемещения воды в смежные песчаные пласты в глинистых породах, вследствие большой площади поверхности частиц, адсорбированная вода может составлять значительную часть от общего содержания воды в породе. Исследование образцов из скважин не может дать точных сведений о составе ископаемых вод глинистых пород, так как при канатном и вращательном бурении вода загрязняется буровым раствором; избежать загрязнения воды возможно лишь в том случае, когда пробы берутся из скважин, бурящихся с промывкой нефтью.

Очевидно, лучшим способом изучения ископаемой воды глинистых пород является исследование внутренних частей кернов этих пород, для чего необходимо по возможности сохранить их от пересыхания; удалив внешние, загрязненные глинистым раствором части керна, надо тщательно измельчить внутреннюю часть керна и подвергнуть ее выщелачиванию чистой водой и соответствующими химическими реагентами, с целью извлечения абсорбированных компонентов. Образцы из обнажений на поверхности, ввиду выветривания и выщелачивания пород атмосферными водами, не дадут точных сведений о составе ископаемых вод.

В настоящее время можно делать только предположения относительно значения и использования результатов исследований ископаемых вод. По всей вероятности, ключом к решению вопроса о происхождении высоко минерализованных вод, содержащихся в проницаемых породах, является химический состав вод глинистых разностей, а также коллоидные и другие свойства частиц последних. Научная работа в этом направлении помогла бы выяснить такие неразрешенные вопросы, как условия формирования глинистых минералов, происхождение нефти и способы миграции ее из материнских пород (которыми во многих случаях оказываются глинистые разности) в коллекторы. Возможно, ископаемые воды нефтематеринских глинистых пород или пород, залегающих над залежами нефти или газа, имеют специфичный

химический состав. Разнообразием химических компонентов ископаемых вод глинистых пород или их адсорбированным комплексом можно было бы воспользоваться для целей корреляции. *

Литература

Barnes, Virgil E. Oil Field Waters of North Central Texas, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 16, p. 410 (1932).

Bastin, Edson, S. The Problem of the Natural Reduction of Sulphates, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 10, p. 1270 (1926).

Clark, F. W. Data of Geochemistry, U. S. Geol. Survey Bull. 693 (1919).

Dott, R. H., and R. L. Ginter. An Isocon Map for Ordovician Waters, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 14, pp. 1215—1219 (1930).

Ginter, Roy L.: Causative Agents of Sulphate Reduction in Oil Well Waters, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 14, p. 139 (1930).

Lindtrop, Norbert T. Outline of Water Problems in the New Grosny Oil Field, Russia, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 11, p. 1035 (1927).

Minor, H. E. Chemical Relations of Salt Dome Waters, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 9, pp. 38 — 41 (1925).

Palmer, Chase, The Chemical Interpretation of Water Analysis, U. S. Geol. Survey Bull. 479 (1911).

Parks. E. M. Water Analysis in Oil Production and Some Analyses from Poison Spider, Wyoming, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 9, p. 927 (1925).

Reeves, Frank. Johns Hopkins Univ. Circ., p. 67 1917.

Rogers, G. Sherbourne. Chemical Relations of the Oil Field Waters in the San Joaquin Valley, Calif., U. S Geol. Survey Bull. 653 (1917).

Some Oil Field Waters of the Texas Gulf Coast, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol. 3, p. 325 (1919).

Schoewe, W. H. Kansas Oil Field Waters and their Magnesium Content, Kansas Geol. Survey Bull. 47 (1943).

Stabler, Herman: Waters of the Salt Creek. Teapot Dome Uplift, U. S. Geol. Survey Prof. Paper 163 (1931).

Thiel, George A.: Experiments Bearing on the Biochemical Reduction of Sulphate Waters, Econ. Geology, vol. 25, pp. 242 — 250 (1930).

Torrey, Paul D.: Oil Field Waters of the Bradford Pool, Am. Inst, Min. Met. Eng. Tech. Pub. 38 (1911).

Дополнительная советская литература по гидрогеологии

Агаджанов А. М. Гидрогеология и гидравлика подземных вод и нефти. Гостоптехиздат, М., 1956.

Еременко Н. А. и Бежаев М. С. Исследование вод нефтяных месторождений (на примере Дагестана). Гостоптехиздат, М., 1956.

* В Советском Союзе данные о составе воднорастворимых солей, обменных оснований давно используются как для целей корреляции, так и для выяснения условий формирования осадочных пород, в частности возможных нефтепроизводящих свит. Эти данные публикуются в работах, посвященных условиям образования нефти во многих нефтеносных провинциях Союза ССР. Обзор геохимических способов исследования осадочных пород приводится в книге «Методы изучения осадочных пород», составленной коллективом авторов под руководством акад. Н. М. Страхова. *Ред.*

Игнатович Н. К. К вопросу о гидрогеологических условиях формирования и сохранения нефтяных залежей. ДАН СССР, т. 45, № 5, 1945.

Каменский Г. Н., Климентов П. П., Овчинников А. М. Гидрогеология месторождений полезных ископаемых. Госгеолиздат, 1953.

Куканов В. М. Гидрогеологический метод выявления нефтеносных структур. Изв. Главн. Управл. геол. фондов. Госгеолиздат, 1947.

Мухин Ю. В. Гидрогеологические наблюдения при колонковом бурении. Госгеолтехиздат, 1954.

Овчинников А. М. Общая гидрогеология. Госгеолтехиздат, М., 1954.

Савченко В. П. Инструкция по исследованию подземных вод при глубоком роторном бурении. Сборник методических инструкций для гидрогеологических работ при глубоком роторном бурении. Госгеолиздат, 1941.

Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, М.—Л., 1948.

Сулин В. А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности, вод нефтяных месторождений, М., 1948.

Сухарев Г. М. Газовый состав подземных вод мезозойских отложений Восточного Предкавказья и нижней Волги. Труды ГрозНИИ, ст. № 13, Грозный, 1954.

Сухарев Г. М. Основы нефтепромысловой гидрогеологии. Гостоптехиздат, 1956.

Чернов Б. С., Базлов М. Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. Гостоптехиздат, 1953.

Глава 6

МЕТОДЫ ИЗОБРАЖЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

О значении карт в нефтяной геологии

Трудно преувеличить важное значение карт в нефтяной геологии. Значительная часть геологической работы нефтяных компаний прямо или косвенно связана с составлением карт или собиранием данных, которые необходимо нанести на карты. Структурная карта является вторым языком геологов-нефтяников. Ею пользуются при определении целесообразности бурения на разведываемых структурах, при размещении скважин, оценке стоимости арендных участков и решении вопроса о том, стоит ли приобретать данный участок, продлевать срок его аренды или же следует отказаться от него. Для составления геологической карты любого типа необходима топографическая основа, на которую наносятся все геологические данные.

Масштабы и условные обозначения

На каждой карте должен иметься масштаб, направление линии С—Ю или другая ориентировка и объяснение всех известных или нестандартных условных обозначений. Масштаб карты зависит от количества деталей, которые должны быть изображены на ней. Как правило, масштаб должен быть достаточно крупным, однако, не крупнее того, который необходим для изображения на карте всех необходимых данных без излишней ее перегрузки.

Масштаб дается графический или выражается отношением данного расстояния на карте к соответствующему расстоянию на местности. Графический масштаб, безусловно, необходим, если карту потребуется увеличить или уменьшить [фотопутем]. * Ориентировка обычно выражается стрелкой, указывающей на север, причем северный край карты является верхним за исключением тех случаев, когда это, вследствие особой формы [ориентировки] площади, оказывается неудобным.

* В СССР геологические карты различных масштабов составляются в соответствии с существующими инструкциями. При этом обязательно нанесение и графического и численного масштабов. *Ред.*

Геологические разрезы следует ориентировать горизонтальными стрелками или указанием направлений противоположных концов разреза. Общепринятые [в США] условные обозначения на картах нефтяных месторождений изображены на рис. 6-1. *

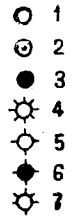


Рис. 6-1. Общепринятые [в США] условные обозначения.

1 — местоположение; *2* — бурящаяся скважина; *3* — нефтяная скважина; *4* — газовая скважина; *5* — „сухая" скважина; *6* — „сухая" скважина с нефтепроявлениями; *7* — „сухая" скважина с газопроявлениями.

Топографическая основа

Геологические и структурные карты нередко объединяются в одну общую карту. Для составления геологической карты обычно пользуются топографической основой, изображающей местность и служащей для определения местоположения изучаемых геологических объектов. Важную роль играет точность и полнота топографической основы, так как ею определяется точность геологической карты. **

Для многих районов геологам, однако, приходится самим составлять топографические карты. Поскольку это увеличивает расходы и отнимает много времени, необходимого для геологической работы, то, как правило, геологи предпочитают работать там, где уже имеется хорошая основа. Каждый геолог-нефтяник должен знать как составлять топографическую основу, на которую наносятся результаты его геологической работы. Имеются следующие виды топоосновы: географические карты, планшеты мензульных съемок, топографические карты, карты классификации земель, карты владений и аэрофотоснимки. *** На географические карты нанесены только такие объекты, как шоссейные и железные дороги, реки, озера, здания и т. п.

* Наиболее распространенные условные обозначения на картах, составляемых в СССР, приведены в «Спутнике полевого геолога-нефтяника», т. II, 2 изд., Гостоптехиздат, 1954, стр. 439—444. *Ред.*

** Обычно рекомендуется, чтобы масштаб топографической основы был несколько крупнее масштаба проводимой геологической съемки. *Ред.*

*** Подробнее об этом см. в книге А. И. Буланова, П. И. Измайлова, Н. А. Петрова и Б. В. Троицкого — Топография. Геодезиздат, М., 1954. *Ред.*

Карты мензульной съемки *

В работе нефтяных компаний мензульная съемка является стандартным методом картирования поверхностной структуры, особенно в районах с пологим залеганием пластов, где, следовательно, особую важность приобретают данные об относительных превышениях обнажений. ** При работе с мензулой, как правило, одновременно с топографической основой составляется и геологическая или структурная карты. Для проведения мензульной съемки требуется, по меньшей мере, два человека — топограф и геолог. Первый работает с мензулой и производит наблюдения и вычисления, а второй — прослеживает опорные горизонты и устанавливает рейку на точках, которые должны быть нанесены на карту. При составлении подобных карт, обычно, применяются масштабы 2000 футов или 4000 футов в дюйме (1 : 24 300 или 1 : 48 600). Каждый ход проводится таким образом, чтобы он «замыкался» — возвращался к пункту предыдущей съемки или к пункту, превышение которого известно. Несовпадения полученных значений называются невязками. Если топограф говорит, что его ход «не замыкается», это значит, что величина невязки слишком велика.

Преимуществом мензульного картирования является то, что при нем определяется положение точки как в плане, так и по высоте; этот метод также можно использовать для подземного картирования горизонтов по данным буровых скважин. Единственным недостатком работы с мензулой является то, что проведение съемки требует очень много времени; в местности со сложным рельефом или сильно залесенной мензульной съемкой за день удается покрыть не более 0,5 кв. мили (1,3 кв. *км*). ***

В последние годы на некоторых площадях вместо карт мензульной съемки в качестве топоосновы используются аэрофотоснимки. Метод мензульной съемки является наиболее распространенным при картировании структур, и поэтому каждый геолог должен владеть им. Однако детальное рассмотрение вопроса о составлении карт методом мензульной съемки относится скорее к структурной, нежели к нефтяной геологии.

* В советской геологической литературе такая съемка получила название структурной съемки. Техника ее проведения довольно подробно описана в книгах: М. В. Абрамович. Поиски и разведка залежей нефти и газа. Гостоптехиздат, Л.—М., 1948, стр. 183—184 и С. А. Музылев и др. Методическое руководство по геологической съемке и поискам, Госгеолтехиздат, М., 1954, стр. 39—44. *Ред.*

** Структурную съемку желательно проводить и на площадях со средними углами падения пород. Применение структурной съемки в основном ограничивается степенью обнаженности и возможностью детального расчленения разреза и выделения в нем маркирующих горизонтов. *Ред.*

*** Как указывает М. В. Абрамович, при благоприятных условиях одна партия, в составе которой, помимо геолога и топографа, имеется еще техник и рабочий, может закартировать до 70 кв. *км* в месяц. *Ред.*

Земельные карты и карты владений *

Вся территория США, кроме первых 13 штатов, ** штатов Кентукки, Тенесси и Техаса (исключая Панхендл), разделена на отдельные участки так называемые «секшены». Это подразделение удобно использовать для топографических основ, так как карты владений построены по такой же схеме. Методы деления площади в пределах секшена, отсчет секшенов в каждом тауншипе (township) и расположение тауншипов (иногда называемых тайерами — tiers) и рядов показаны на рис. 6-2, 6-3 и 6-4.

При описании местоположения объекта подразделения внутри секшена даются в порядке от меньших к большим, а номер тауншипа указывается перед номером ряда. Таким образом, «se nw sw S. 28» означает: «юго-восточная шестьдесят четвертая часть северо-западной части юго-западной четверти 28-го секшена». *** Точность обозначения местоположения достигается путем указания 1/64 секшена. Однако местоположение объекта на карте можно еще более точно обозначать, если указывать расстояние и направление (к северу, югу, востоку или западу) от определенного угла или центра. Так, на рис. 6-2 точка *A* занимает юго-западный угол северо-западной четверти секшена; точка *B* (sw) — юго-западный угол северо-западной шестнадцатой части северо-западной четверти (nw nw) секшена; точка *C* — в центре западной линии (w line) северо-западной шестнадцатой части северо-западной четверти (nw nw) секшена; *D* — в центре северо-западной шестнадцатой северо-западной четверти (nw nw); *E* — в центре северо-западной четверти (nw); и *F* находится в *Z* фу-

* Для советского геолога приводимые в этом разделе данные могут быть полезны при использовании достаточно обширной американской литературы. *Ред.*

** По конституции 1790 г. в состав США входили 13 штатов: Нью-Гемпшир, Массачусетс, Род-Айленд, Коннектикут, Нью-Йорк, Нью-Джерси, Пенсильвания, Делавер, Мэриленд, Вирджиния, Сев. Каролина, Юж. Каролина, Георгия. *(Перев.)*

*** Ввиду не совсем ясного изложения схемы в тексте принятое в США подразделение внутри секшенов требует пояснений. Во-первых, секшен делится на 4 части, которые, соответственно, обозначаются nw, ne, se и sw. Каждая четверть, в свою очередь, делится еще на 4 части, представляющих $^1/_{16}$ площади секшена и соответственно обозначающихся, в зависимости от положения внутри этой четверти, как nw, ne, se и sw. Наконец, каждая $^1/_{16}$ секшена делится еще на 4 части, следовательно, представляющих $^1/_{64}$ секшена и обозначающихся в зависимости от положения внутри $^1/_{16}$ секшена. *Ред.*

тах к югу и Y футах к западу от северо-восточного (ne) угла северо-западной четверти (nw).

Глазомерные маршруты. Глазомерные маршруты с компасом и измерением расстояний шагами применяются там, где требуется более точное определение местоположения объекта, чем это можно достигнуть при примерном определении расстояния и направления на глаз без измерений, и в тех случаях, когда нецелесообразно затрачивать время и средства на получение более точных данных другими способами.

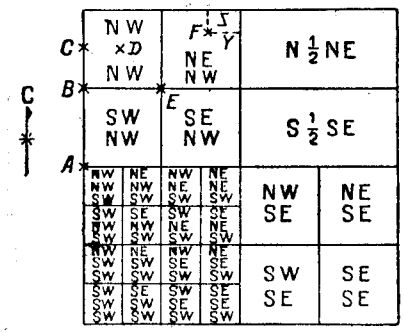


Рис. 6-2. Способ описания [индексации] местоположения данного пункта в пределах секшена.

Глазомерные маршруты проводятся следующим образом: направление на новые точки, которые должны быть нанесены на карту [план], берется по компасу, а расстояние измеряется шагами. Конечно, маршруты следует начинать от пункта, уже нанесенного на карте. Хотя карты, получаемые в результате применения такого метода, по точности и не равноценны мензульным картам, они все же очень полезны при проведении предварительной геологической разведки, а также при составлении всех видов карт, не требую-

6	5	4	3	2	1
7	8	9	10	11	12
18	17	16	15	14	13
19	20	21	22	23	24
30	29	28	27	26	25
31	32	33	34	35	36

Рис. 6-3. Отсчет секшенов в пределах тауншипа.

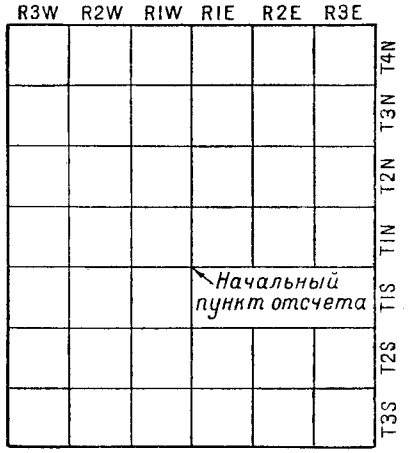


Рис. 6-4. Отсчет тауншипов и рядов.

щих особой точности в отношении высотных отметок точек и их местоположения в плане.

Если на такой съемке имеется несколько точно зафиксированных контрольных точек, то она будет достаточно надежной основой для составления геологической карты.

Рекогносцировочные карты. Рекогносцировочная карта составляется геологом в тех случаях, когда ему предстоит покрыть большую площадь за короткий отрезок времени. При таких обстоятельствах расстояния, превышения и азимуты следует определять быстрыми способами, такими, как измерение шагами, отсчеты по автомобильному спидометру или засечки компасом. Несмотря на то, что при этом измерения производятся с довольно большими ошибками, последние на рекогносцировочных картах, благодаря их мелкому масштабу, мало заметны. Рекогносцировочные карты применяются при исследовании больших районов; в частности, они могут помочь выявить площади, заслуживающие более детального картирования. Геолог, приступающий к составлению детальной карты, часто сталкивается с необходимостью составления рекогносцировочной карты или проведения ряда рекогносцировочных ходов для того, чтобы ознакомиться со стратиграфией, тектоникой и месторождениями своего района.

Термин «рекогносцировочная карта» употребляется обычно в случае картирования поверхности; мелкомасштабные карты большой площади, составляемые по данным подземных работ, лучше называть «региональными картами».

Топографические карты. Лучшей основой для составления геологических карт являются топографические карты или аэрофотоснимки.

Преимущество топографической карты заключается в том, что она, во-первых, дает возможность более точно определять местоположение объектов, нежели карты без горизонталей; во-вторых, дает по меньшей мере приблизительное представление о высоте точек и в-третьих, на ней нередко заметны особенности тектоники площади. *

Ценность топографических карт в значительной степени определяется количеством изображаемых деталей, масштабом и сечением горизонталей. В США многие известные топографические карты в масштабе 2 мили в дюйме (1 : 128 700) не могут быть использованы в качестве основы для детальных геологических работ вследствие мелкого масштаба и отсутствия деталей. Теоретически топографическая карта отображает высоту любой точки

* Подробнее об этом см. В. Е. Хаин и В. А. Гроссгейм — Геоморфология. Спутник полевого геолога-нефтяника, т. II, издание 2, Гостоптехиздат, М.—Л., 1954. *Ред.*

на ней, однако следует помнить, что на большей части территории, изображенной на карте, горизонтали проведены интерполяцией между довольно удаленными друг от друга пунктами. Поэтому в действительности топографическая карта не является достаточно точной. *

Аэрофотоснимки. Карты накидного монтажа, составленные из аэрофотоснимков, являются прекрасной основой для нанесения на них геологических данных; для некоторых районов они несравненно лучше любого другого вида топоосновы. Огромное преимущество аэрофотоснимков заключается в том, что любая точка может быть очень легко и точно определена без утомительного отсчета шагов, который поглощает так много времени у геолога в случае пользования другими видами карт. ** Другое преимущество аэрофотоснимков состоит в том, что во многих случаях эти карты сами по себе оказывают огромную помощь при геологических работах.

В пустынных и полупустынных регионах [а также в приполярных районах], где обнажения не покрыты растительным покровом и почвой, тектоническое строение и стратиграфические взаимоотношения в значительной степени могут быть определены по фотоснимкам без посещения исследуемых районов. С помощью стереоскопа на аэрофотоснимках можно рассмотреть рельеф, и следовательно, изображение рельефа не является преимуществом только топографической карты. В некоторых случаях системы сбросов и складок гораздо лучше выявляются по аэрофотоснимкам, нежели при обследовании их на поверхности. Однако несмотря на столь большие преимущества, судить о тектоническом строении исследуемого района только по аэрофотоснимкам не представляется возможным, так как иногда характер тектоники района выявляется по таким мелким признакам, как конкреции, ископаемые остатки, или зернистость песчаных пород, что невозможно увидеть на снимках. ***

---

* В СССР точность высотных отметок и расстояния между пунктами наблюдений регламентируются инструкциями для проведения топографических съемок соответствующих масштабов. *Ред.*

** Различают 2 вида аэрофотосъемочных материалов: 1) накидной монтаж — простая группировка аэрофотоснимков и 2) фотоплан. Накидной монтаж, очень удобный для нанесения обнажений материал, не является картой, так как в нем не устранены искажения и разномасштабность, образовавшиеся в результате различных причин (изменение высоты полета самолета во время съемки, крена его, влияние рельефа и т. д.). В фотоплане все искажения исправляются, и он может служить основой для геологической карты. *Ред.*

*** Полноценная расшифровка геологического строения возможна лишь при правильном сочетании дешифровальных работ по аэрофотоснимкам с наземными геологическими наблюдениями (см. список советской литературы в конце главы). *Ред.*

Определение и описание местоположения различных пунктов

В процессе полевых геологических работ постоянно приходится определять и описывать местоположение различных точек на местности. За исключением тех случаев, когда местоположение определяется по аэрофотоснимкам, начинать съемку и проводить измерение направления и расстояния следует от того пункта, местоположение которого уже известно. В районах, где местность разделена на секшены, местоположение обычно дается относительно к сетке земельной классификации и определяется путем измерения от какой-либо точки на сетке, которую можно легко найти на местности; такой отправной точкой для измерения может служить, например, какой-либо угол секшена.

Там, где не выделены участки, местоположения точек определяются и описываются по азимутам и расстоянием от пунктов, имеющихся на топографической основе. Для точного описания местоположения любой точки на Земле можно, конечно, воспользоваться географической долготой и широтой, однако нефтяники [в США], как правило, не прибегают к такому способу, а предпочитают распространять на исследуемую площадь сетку классификации земель * или разрабатывать аналогичную систему. Так, в Кентукки, где земля не разделена на секшены, для размещения скважин, бурящихся на нефть и газ, введена воображаемая система секшенов, тауншипов и рядов, в основе которой лежит широта и долгота. На континентальных шельфах местоположение может быть определено при помощи радарных установок и шорана. **

Допустимые погрешности при определении положения точки на плане и ее высотной отметки

Для разнообразных видов геологической работы требуется различная степень точности высотных и горизонтальных измерений, а степень точности в свою очередь определяет методику и виды инструментов, применяемых при указанных измерениях. В работах, связанных с геологией нефти, наиболее точные измерения необходимы при определении местоположения в плане и высотных отметок нефтяных и газовых скважин. Погрешности при определении высот устьев скважин не должны превышать 1 фута (30 *см*).

---

* См. стр. 85. *Ред.*

** Radar [RAdio Detection And Ranging] — радиолакация, Shoran [SHOrt — RAnge Navigation] — шоран (система ближней радионавигации, до 320 *км*). Англо-русский словарь специальных терминов по радио. Гос. изд. технико-теоретической литературы, М.—Л., 1950. *Перев.*

При структурной геологической съемке и составлении структурных карт по данным буровых скважин величина допустимых погрешностей при определении высотных отметок определяется высотой структуры и количеством неизбежных стратиграфических ошибок. Если высота структуры достигает только 10—20 футов (3—6 *м*), то погрешность в 10 футов (3 *м*) по высоте будет весьма серьезной. Если высота структуры составляет сотни метров, то погрешность в 3 *м* окажется несущественной и не будет грозить никакими последствиями. Если высотные отметки берутся на границе между двумя свитами и если эта граница неотчетлива вследствие постепенного перехода между свитами, в силу чего при определении ее положения возможны ошибки до 50 футов (15 *м*), то ясно, что нет необходимости в точном определении высотной отметки данной границы; в этом случае ошибки в 10—25 футов (3—7,5 *м*) будут вполне допустимыми.

На величину допустимой инструментальной погрешности влияет степень неточности, обусловленная геологическими причинами, в частности, возникающими при перенесении структурных данных с опорного горизонта на продуктивные горизонты. Нередко неправильные изменения расстояний между опорным горизонтом, по которому картируется структура, и более глубокими слоями, строение которых необходимо выяснить, могут привести к неточности в 25—50 футов (7,5—15 *м*). В подобных случаях не требуется большой точности при определении высот опорного горизонта.

Допустимые погрешности при измерениях горизонтальных расстояний также зависят, в значительной степени, от типа исследуемой структуры. При картировании широких с пологим падением структур допустимые погрешности в измерении горизонтальных расстояний могут быть значительно больше, чем при картировании крутых структур, или структур, связанных с разрывами. Если, например, падение пород равняется 20 футам на каждую милю (3,7 *м* на 1,0 *км*), то ошибка определения расстояния в 500 футов (125 *м*) может привести к ошибке по высоте для опорного горизонта, равной 2 футам (0,6 *м*), что является вполне допустимым. Однако в структурах с крутым падением или сильно нарушенных такие же ошибки в определении расстояния 500 футов могут привести к тому, что поисковые скважины будут размещены за пределами структур или в неблагоприятных их частях. *

* С такими критериями необходимой точности определения местоположения и высот геологических точек согласиться нельзя. Требования к точности определения местоположения и высот геологических точек в первую очередь зависят от заданного масштаба картирования: каждая точка должна наноситься на карту с погрешностью, допустимой для карт данного масштаба. В особых случаях, например, при очень пологом залегании пород, требования к точности определения высот могут только повышаться. Конечно, ни в коем случае на крупномасштабных картах погрешность в определении не должна достигать 150 *м*, как об этом указывает автор. Буровые скважины должны определяться с точностью пунктов триангуляции III класса. *Ред.*

Методы определения высотных отметок

Высотные отметки определяются обычно геодезическими приборами, такими, как мензула и алидада, маршрутный теодолит или нивелир Локе (Locke), анероид и альтиметр, а также по горизонталям топографических карт или с помощью стереоскопов по аэрофотоснимкам.

Алидада, маршрутный теодолит и нивелир Локе дают возможность определять высотные отметки с достаточной точностью для всех геологических целей. При благоприятных условиях альтиметры дают высотные отметки с вероятной ошибкой, не превышающей 5 футов (1,5 *м*) — точность, вполне удовлетворительная для многих видов геологических работ. Так как более точные методы, как правило, обходятся дороже и требуют больше времени, геолог, отвечающий за работу, должен установить предел допустимых высотных ошибок, что в основном и поможет выбрать тот тип инструмента, который следует применить для определения высотных отметок.

Геологические карты

Геологические карты площадей * или, как их иногда называют, просто геологические карты, представляют собой карты, показывающие распространение различных стратиграфических подразделений.

Другими словами, это карты выходов на дневную поверхность каждой свиты [или какой-либо другой стратиграфической единицы]. Конфигурация пограничных линий между смежными свитами, рисующаяся на геологической карте, зависит от условий залегания пород и рельефа. На площадях с холмистым рельефом и горизонтальным залеганием пород границы между свитами будут параллельны [эквидистантны] горизонталям рельефа, т. е. они будут окружать холмы и вдаваться в долины. Там, где местность довольно холмистая и породы имеют небольшой угол падения, границы между свитами образуют сложный рисунок. Если бы поверхность земли была горизонтальной, то конфигурация границ ясно и непосредственно изображала бы характер структуры. Более молодые слои в направлении падения сменяли бы древние, наиболее древние породы выходили бы в центре антиклиналей и т. д.

* В тексте «Areal geological maps». *Ред.*

Геологические карты необходимы геологу-нефтянику во многих случаях. Они показывают, в каких отложениях начинается скважина, что помогает определить свиты, вскрываемые скважиной на глубине. На геологических картах видно положение антиклиналей и синклиналей, направление и величина погружения осей [шарниров] складок и направление смещения пород по нарушениям. По качеству изображения тектоники площади геологические карты уступают структурным, но во многих случаях составление первых более доступно.

В США опубликованы геологические карты большинства штатов и многих иностранных государств. Детальные геологические карты небольших площадей имеются во многих геологических отчетах. Геолог-нефтяник должен уметь интерпретировать эти карты, чтобы извлечь все геологические данные по интересующим его вопросам.

Условные обозначения элементов залегания

Падение осадочных отложений может определяться величиной угла между горизонтальной плоскостью и поверхностью данного пласта. Плоскость пласта называется также плоскостью стратификации [слоистости]. Под простиранием пластов подразумевается направление линии пересечения плоскости стратификации с горизонтальной плоскостью. Если пласт погружается под воду, то береговая линия или пересечение пласта с водной поверхностью будут параллельны простиранию. Падение может быть выражено в градусах, процентах, в футах на милю или в любых других удобных единицах.

Простирание всегда выражается в градусах к востоку или западу от направления на север. Все плоские поверхности в геологических телах, как-то пласты, сбросы и трещины, обладают падением и простиранием. Положение любого линейного признака, например, шарнира складки, может быть охарактеризовано указанием его падения и направления проекции линии на горизонтальную плоскость. Часто вместо слов «падение» [dip] в применении к линии или линейным структурам употребляют термин «погружение» [plunge].

Условные знаки, обозначающие падение и простирание, показаны на рис. 6-5. Эти знаки употребляются для обозначения простирания и падения только плоскостей напластования; падение и простирание других структурных элементов, таких как плоскости сбросов, осевые поверхности складок, трещины кливажа и т. п., должны обозначаться другими условными знаками с соответствующим пояснением.

Необходимо также помнить, что простирание параллельно горизонтальной линии на пласте, на котором измеряется падение; следовательно, простирание параллельно также и стратоизогипсе. *

На карте, на которой нанесены падения и простирания в отдельных точках, можно провести линии параллельно простиранию пластов, делая изгибы в местах изменений простирания. Эти линии, называемые линиями простирания, иногда используются для изображения структуры в тех случаях, когда точно известно простирание, но нет достаточных данных для нанесения стратоизогипс. Линии простирания отличаются от стратоизогипс тем, что они не указывают гипсометрического положения какого-либо определенного горизонта, а проводятся на основе измерений местных падений и простираний. Очевидно, линии простирания дают меньше сведений о структуре, чем стратоизогипсы, а поэтому от них следует отказываться во всех тех случаях, когда имеется достаточно данных для проведения стратоизогипс. С другой стороны, линии простирания значительно легче интерпретировать, нежели многочисленные разрозненные знаки падений и простираний.

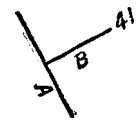


Рис. 6-5. Условные знаки для обозначения падения и простирания.

Структурные карты

Карты стратоизогипс, ** называемые обычно просто структурными картами, являются наиболее важными из всех карт, используемых в геологии нефти. Структурная карта значительно точнее и удобнее карт других типов и дает необходимые сведения в наиболее полном и доступном виде. Поэтому принято все структурно-тектонические данные, когда это возможно, изображать в виде структурной карты. Одной из причин, в силу которой сейсмический метод приобретает особую ценность при разведке на нефть и газ, является то, что представляемые им данные легко изобразить в виде структурной карты. Выбор точек для бурения скважин производится, главным образом, на основании структурной карты. Кроме того, структурная карта играет основную роль при решении вопросов, связанных с заключением новых, продлением старых или отказом от арендных договоров на участки, где предполагается вести поисковое бурение. Как правило, водо-нефтяные и газо-нефтяные контакты в продуктивных пластах приблизительно горизонтальны; следовательно, стратоизогипсы будут параллельны [эквидистантны] контурам нефтеносности.

Стратоизогипса [structure contour] представляет собой линию, соединяющую точки с одинаковой высотной отметкой од-

* Автор употребляет термин «structure contours», которому лучше всего соответствует термин «стратоизогипсы». *Ред.*

** В тексте «structure-contour maps». *Ред.*

ного и того же стратиграфического горизонта. Этот горизонт может быть кровлей или подошвой пласта или свиты, или каким-либо промежуточным прослоем внутри толщи. Существенно важно, чтобы выделенный горизонт был параллелен напластованию. Безусловно, стратоизогипсы нельзя смешивать с горизонталями [изогипсами] рельефа поверхности земли. Стратоизогипсы указывают направление и величину падения, направление простирания и позволяют определить разницу по высоте между двумя любыми точками на опорном горизонте. Площади пологого и крутого падения слоев находят свое отображение на карте соответственно в виде более разреженных и более сгущенных изолиний; направление, протяженность и амплитуда разрывов также видны на структурной карте.

Для площадей с равнинным рельефом границы между свитами на геологических картах параллельны стратоизогипсам на структурных картах. Для площадей, характеризующихся спокойным рельефом, при наличии точного геологического разреза, отражающего мощности стратиграфических единиц, можно из геологической карты сделать структурную карту. По структурным картам можно составлять геологические разрезы вдоль и поперек структуры; конечно, такие разрезы показывают отметки только горизонта, по которому составлена структурная карта. Карту, на которой нанесены отдельные замеры падения и простирания слоев, также можно превратить в структурную карту.

Структурные карты составляются не только по опорным горизонтам для выявления характера залегания пластов. Они строятся также для выяснения формы поверхностей древнего размыва, пологопадающих надвигов и т. д. Для площадей с крутопадающими или подвернутыми пластами обычная структурная карта не дает четкого представления об условиях залегания пород. В этих случаях строят наклонные структурные карты, в которых за «нулевую» плоскость принимается не горизонтальная плоскость, как в обычных картах, а наклонная, иногда даже вертикальная. Методика построения таких карт описана в книге И. О. Брода и Е. Ф. Фролова — Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, М., 1957, стр. 600—612.

Точность и ценность структурной карты зависит в значительной степени от правильного выбора интервала между стратоизогипсами. Основным критерием, определяющим величину интервала, являются размеры [амплитуда] структур, подлежащих картированию. Если высота структуры измеряется тысячами футов (сотнями метров), то при интервале в 10 футов (3 *м*) карта будет перегружена большим количеством линий. Как показала практика, этот интервал должен быть небольшим в сравнении с высотой складок, однако он не должен быть меньше 10 футов (3 *м*). Обычно, стратиграфические отклонения, особенно неточности в границах между свитами, неизбежно порождают довольно крупные ошибки. Следовательно, при уменьшении интервалов между стратоизогипсами, например, с 10 до 5 футов, нельзя получить дополнительные данные о деталях залегания более глубоких горизонтов. Однако применение таких малых интервалов между стратоизогипсами вполне оправдано при построении карт для разработки нефтяного или газового месторождения. Выбранный интервал между стратоизогипсами должен быть больше величины возможных ошибок любого происхождения; в противном случае поведение стратоизогипс будет отражать, главным образом, ошибки, и карта окажется бесполезной. Если же интервал между стратоизогипсами больше величины неизбежных ошибок, то картина, изображенная на карте, будет отражать в основном реальные структуры и, конечно, будет объективной.

Стратоизогипсы не могут пересекать друг друга, раздваиваться и разветвляться. Кроме того, будет неверно, если на карте показать только одну стратоизогипсу, идущую вдоль свода антиклинали или вдоль ядра синклинали. Для правильного отображения подземного рельефа должно быть, по меньшей мере, две стратоизогипсы или ни одной. Все перечисленные выше ошибки упоминаются здесь в связи с тем, что студенты при вычерчивании структурных карт допускают именно такие ошибки. Как показывает опыт, выработке у студентов навыка составления структурных карт существенную помощь оказывает проходимая ими практика топографических работ.

Характеристика хорошего опорного горизонта

Ценность структурной карты отчасти определяется характером геологического горизонта, по которому проводят стратоизогипсы. Такой горизонт может быть назван опорным горизонтом, маркирующим горизонтом, реперным горизонтом или просто репером. Желательно, чтобы опорный горизонт отличался постоянством по простиранию и легкостью распознавания, но наиболее важным его свойством является параллельность по отношению к выше- и особенно к нижезалегающим пластам.

Однако выбор того или иного пласта в качестве хорошего маркирующего горизонта определяется до некоторой степени целевым назначением составляемой структурной карты. Стратоизогипсы иногда проводят по пластам, имеющим различное экономическое значение, таким, как нефтеносные и газоносные пласты или пласты углей или железной руды. В подобных случаях основной целью карты является изображение структуры горизонта, по которому проведены стратоизогипсы, и тогда согласное с этим горизонтом залегание подстилающих его пластов не обязательно. Если же целью составления структурной карты является выяснение строения более глубоких горизонтов, как например,

в случае структурной съемки или изучения подземного рельефа для глубокого бурения, то согласное залегание опорного горизонта с более глубокими слоями приобретает большее значение.

Ясно, что чем лучше выдерживается согласие залегания более глубоких пластов с опорным горизонтом, тем точнее можно определить глубинное строение. Опорный горизонт, представляющий границу несогласного залегания, или поверхность погребенного рельефа, очевидно, не будет согласен с перекрывающими и подстилающими его осадками. Например, кровля мощного песчаника, включающего горизонтальные прослойки глинистых пород, также не будет удовлетворительным опорным горизонтом, так как в этом случае могут быть допущены большие стратиграфические ошибки.

Геологические разрезы, блок-диаграммы и модели

Геологический разрез изображает сечение структур в вертикальной плоскости, проведенной в любом заданном направлении. Обычно геологические разрезы составляются под прямым углом к общему простиранию пород, так как это позволяет отразить в разрезе наибольшее количество имеющихся структурных особенностей, а также облегчает построение колонки.

Верхняя линия геологического разреза представляет собой профиль поверхности, основание разреза располагается довольно глубоко от поверхности так, чтобы можно было показать все важные особенности структуры. Однако эта глубина не должна превышать границы, ниже которой о тектоническом строении нет данных. Глубина геологических разрезов небольших структур может достигать сотни метров, в то время как мелкомасштабные разрезы больших структурных форм строятся до глубины в несколько километров. Для площадей с крутым падением вертикальный и горизонтальный масштабы обычно одинаковы; что же касается площадей с пологим падением, то здесь, для того чтобы структуры были более заметны, приходится преувеличивать падение. Геологические разрезы особенно полезны для площадей со сложной тектоникой: с опрокинутыми складками, нарушениями и подобными особенностями. Тектоническое строение таких площадей настолько сложно, что не представляется возможным отразить его ясно с помощью стратоизогипс. Для таких площадей геологические разрезы оказывают большую помощь при интерпретации геологических карт.

Геологические разрезы очень полезны для нефтяной геологии и уступают в этом только лишь структурным картам. Большое количество геологических разрезов будет дано на последующих страницах данной книги. Обычный геологический разрез говорит сам за себя, однако имеется особый вид геологического разреза, который нуждается в пояснении. Это — геологический разрез,

у которого горизонтальной линией служит определенный стратиграфический горизонт. Целью составления подобного разреза является выявление возрастных отношений имеющихся структурных элементов.

Любой хороший опорный горизонт, независимо от его действительного структурного положения, может быть принят за горизонтальную линию, в результате чего на геологическом разрезе выявляются структуры, образовавшиеся до отложения пластов, изображенных в виде горизонтальной линии. Например, на рис. 6-6, взятом из работы Л. Уоркмэна (L. Workman) (394), показаны геологические разрезы через бассейн в южном Иллинойсе. На этих разрезах горизонтальной линией служит основание пенсильванских отложений. Расположение этих разрезов показано на рис. 6-7.

Огромная синклиналь, или структурный бассейн, изображенный на рис. 6-6, как бы не отражается на современном тектоническом строении бассейна — она представляет только ту часть его, которая сформировалась до отложения пенсильванских слоев. Антиклинали на этих рисунках располагаются там же, где находятся некоторые из современных антиклиналей. Объясняется это тем, что данные антиклинали формировались частично до, частично после отложения пенсильванских пластов, а на геологических разрезах изображены антиклинали, существовавшие в допенсильванское время.

Блок-диаграммы показывают два перпендикулярных друг другу сечения, видимых в перспективе, с изображением рельефа земной поверхности между ними. Их преимущество заключается в том, что они дают тектоническое строение в трех измерениях, вместо двух, и показывают связь рельефа с составом пород и тектоникой. К недостаткам блок-диаграмм следует отнести, во-первых, трудность построения и, во-вторых, искажение масштаба перспективой. *

Модели представляют собой изображение элементов в трех измерениях. При построении обычных или колышковых моделей нефтяных и газовых месторождений для изображения скважин используются вертикальные цилиндры или колышки, которые иногда окрашиваются для того, чтобы показать отложения, пересеченные скважинами. Наиболее важные стратиграфические границы в скважинах могут быть соединены шнурками или прозрачными пластинками, а нефтеносные и газоносные горизонты аналогично выделяются путем окраски или с помощью пластинок. Вследствие того, что модели являются довольно громоздкими и

* Методика построения блок-диаграмм и моделей описана в книге И. О. Брода и Е. Ф. Фролова — Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, М., 1957, стр. 617—624. *Ред.*

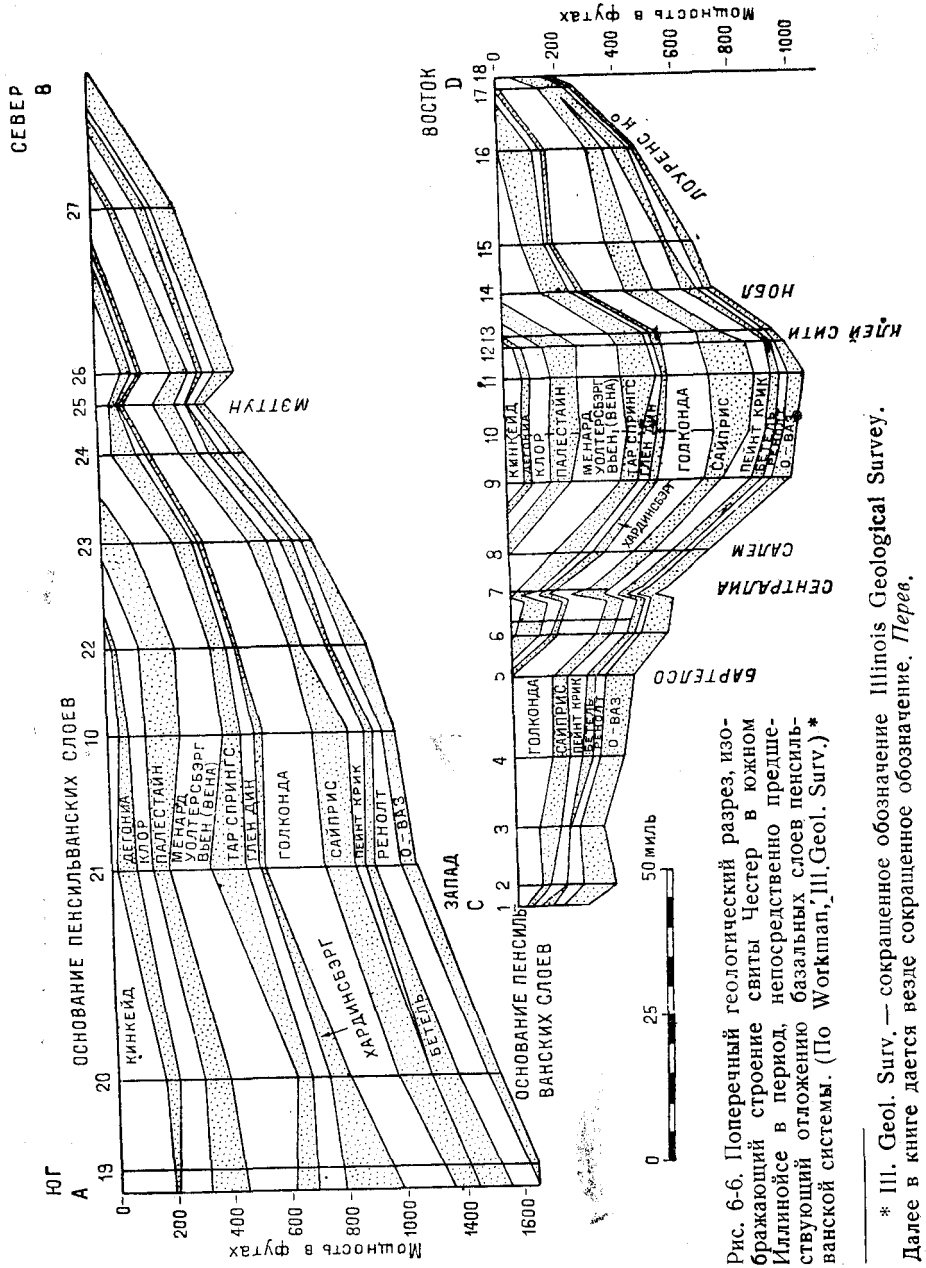


Рис. 6-6. Поперечный геологический разрез, изображающий строение свиты Честер в южном Иллинойсе в период, непосредственно предшествующий отложению базальных слоев пенсильванской системы. (По Workman, Ill. Geol. Surv.) *

* Ill. Geol. Surv. — сокращенное обозначение Illinois Geological Survey. Далее в книге дается везде сокращенное обозначение. *Перев.*

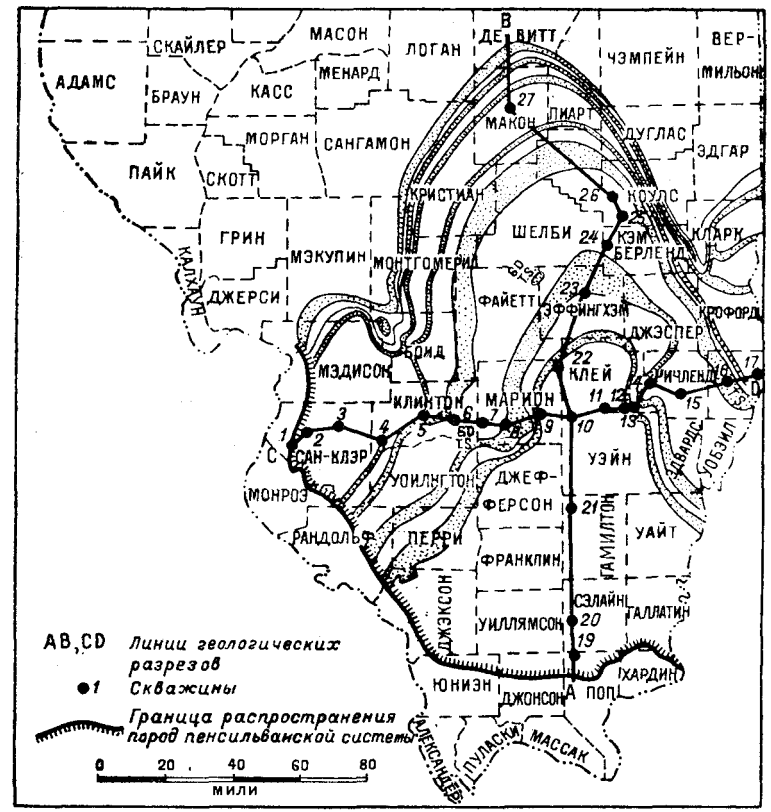


Рис. 6-7.
Палеогеологическая карта допенсильванского времени.
(По Workman, Ill. Geol. Surv.)

тяжелыми, они используются, в основном, в качестве экспонатов на выставках в учреждениях, лекционных залах и музеях. Ясно, что практически они гораздо менее полезны для геолога-нефтяника, нежели структурные карты.

Карты изопахит

Изопахита представляет собой линию, проведенную через точки равного интервала между двумя стратиграфическими горизонтами или через точки равной мощности любой стратиграфической единицы. Карты изопахит, показывающие изменение мощностей нефте- и газоносных пластов, применяются при планиро-

вании разработки нефтяных и газовых месторождений и при оценке их запасов. Карты изопахит оказываются очень полезными в тех случаях, когда необходимо на основании данных структурной карты, построенной по опорному горизонту, составить структурную карту по другому выше- или нижезалегающему горизонту.

Если расстояние между этими горизонтами выдерживается, то необходимо просто вычесть или прибавить величину интервала к первоначальным стратоизогипсам или высотным отметкам. Если же расстояние не выдерживается, как это часто бывает, то необходимо составить карту изопахит для того, чтобы вычертить стратоизогипсы по новому горизонту. Карта изопахит указывает на различие в превышении между двумя горизонтами для любой точки. Для построения структурной карты по новому горизонту необходимо определить абсолютную отметку этого горизонта в достаточном числе точек, затем по этим новым данным обычным способом провести стратоизогипсы.

Палеогеологические карты

Часто возникает необходимость располагать картой, показывающей распределение выходов на дневную поверхность различных отложений в какой-либо период геологического прошлого. При наименовании этих карт обычно присоединяется префикс «до» («pre») к названию геологической эпохи наиболее древних пластов, отложившихся до периода, представленного на карте. Таким образом, карта, показывающая размещение пород древнее пенсильванских, будет называться «геологической картой допенсильванского времени». В некоторых случаях карта может обозначаться не по названию геологической эпохи, а по наименованию формации, как например, палеогеологическая карта «до-Чэттенуга» («pre-Chattanooga»), показывающая выходы слоев на поверхность до того, как отложились наиболее древние породы формации Чэттенуга. Термин «палеогеологический» отражает содержание карты именно этого типа. *

Палеогеологические карты особенно полезны для выражения соотношений при несогласиях, сопровождавшихся перерывом, но они не представляют ценности в случае согласного залегания пластов. Палеогеологические карты изображают тектонику, существовавшую в определенное геологическое время, подобно тому, как геологические карты изображают современное строение. Так как стратиграфические ловушки могут возникать в результате перерыва проницаемых пластов, палеогеологические карты оказывают определенную пользу при поисках подобных ловушек.

* Автор употребляет термин «Paleoareal maps». *Ред.*

На рис. 6-7 из работы Л. Уоркмэна изображена палеогеологическая карта допенсильванского времени серии верхний миссисипи — Честер (Mississippian Chester) в южном Иллинойсе. На карте вырисовывается ряд антиклиналей и синклиналей; следует, однако, помнить, что на карте изображены только те структуры, которые существовали в допенсильванское время. Более поздние складчатые движения не влияли на размещение формаций на допенсильванской карте. Однако некоторые антиклинали, отражающиеся в пенсильванских пластах, также выделены на карте, так как они существовали в то время благодаря допенсильванской складчатости. Вероятно, рельеф поверхности, на которой происходило отложение базальных пластов пенсильванской системы, был настолько слабо расчленен, что не мог оказать большого влияния на региональную карту подобного типа.

Таким образом, выходы более древних слоев, окруженные молодыми, очевидно, указывают на антиклиналь, скрытую в период времени, на который составлена карта. Антиклиналь с нечетко определяющейся амплитудой подъема слоев отмечается в юго-восточной части округа Клей (Clay County), а в северо-восточной части округа Мадисон (Madison County) видна скрытая антиклиналь.

Сужение и изменение направления выходов допенсильванских отложений в центральной части округа Коулс (Coles County) и соседних районах к северо-западу и юго-востоку указывают на то, что юго-западные падения на юго-западных крыльях антиклинали Ла-Саль (LaSalle) существовали в допенсильванский период и что эти падения были круче, чем обычное нормальное региональное падение в сторону центра допенсильванского структурного бассейна. Использование палеогеологических карт при поисках стратиграфических ловушек, связанных с перерывом, иллюстрируется рис. 9-11, на котором дана комбинированная структурно-геологическая карта домиссисипского времени, изображающая стратиграфическую ловушку. К этой ловушке приурочено нефтяное месторождение Уэст Эдмонд (West Edmond).

Глава 7

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ СТРУКТУРЫ, ИМЕЮЩИЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

О необходимых для геолога-нефтяника знаниях в области тектоники

Некоторые виды структур, в частности антиклинали, особенно важны для геолога-нефтяника, так как в этих структурах встречаются многие нефтяные залежи. Геолог-нефтяник должен знать основательно эти типы структур; кроме того, он должен иметь общее представление о всех структурах, слагаемых осадочными породами. Иногда при интерпретации тех или иных структур возникает необходимость совмещать наземные [геологические] карты с картами подземного рельефа.

В действительности, полноценная структурная карта должна основываться на данных, получаемых в результате изучения поверхностных обнажений, различных разрезов скважин и результатов геофизических работ. Необходимо также предвидеть, как будут вести себя известные структуры на больших глубинах, там, где непосредственные наблюдения невозможны.

Все это едва ли может быть выполнено должным образом без знаний того, какие структуры можно ожидать в исследуемых районах. Даже структуры, которые не имеют никакого отношения к накоплению нефти, как например, поверхностные структуры, являющиеся следствием оползней, должны быть известны геологу-нефтянику для того, чтобы он не спутал их со структурами, в которых могут содержаться нефть и газ.

Необходимые для геолога-нефтяника знания о структурах настолько обширны, что нельзя изложить их подробно в книге данного объема; курс структурной геологии должен предшествовать курсу геологии нефти. Материал этой главы следует рассматривать только лишь как краткий обзор излагаемого предмета; эти описания в первую очередь даются для того, чтобы раскрыть смысл и объяснить употребление различных терминов, применяемых в структурной геологии. Более подробное описание бо́льшей части примеров выделяемых структур дается в последующих главах.

Элементы складок

Для описания складок необходимо знать их элементы. Складку можно разделить на две более или менее равные половины поверхностью, пересекающей каждый слой складки под прямым углом. Эта поверхность, делящая складку более или менее симметрично, называется осевой поверхностью. Она может располагаться под любым углом к горизонтальной и вертикальной плоскостям и может быть более искривленной и неправильной, нежели идеальная геометрическая плоскость. Во многих случаях осевая поверхность проходит в месте наиболее резкого изгиба, однако ее положение определяется скорее симметрией, чем степенью изгиба. Пересечение отдельного пласта с осевой поверхностью даст шарнир складки, а угол между шарниром и горизонтальной плоскостью называется погружением шарнира. * Местоположение шарнира складки можно точно определить, исходя из угла погружения и направления линии, получаемой при проектировании шарнира на горизонтальную плоскость. ** Например, шарнир может иметь направление на СЗ — 330° и погружаться на 22° к северо-западу. Следует заметить, что в соответствии с этим определением имеется свой шарнир для каждого пласта, который является следом пересечения пласта с осевой поверхностью.

Плоскости, проходящие через высшие в антиклиналях и низшие в синклиналях точки складок, называются соответственно сводовыми и седловинными поверхностями. Характер осевых поверхностей, сводовых и седловинных плоскостей складок иллюстрируется на рис. 7-1. Линия *CD* представляет собой след пересечения осевой поверхности антиклинали с плоскостью разреза; *EF* — след пересечения осевой поверхности синклинали с плоскостью разреза; *AB* — след сводовой поверхности, а *GH* — след седловинной поверхности.

Следует заметить, что при бурении на нефть и газ важную роль играет не осевая, а сводовая поверхность. Разумеется, в том случае, когда осевая поверхность вертикальна, с ней совпадает и сводовая поверхность. Там, где осевая и сводовая поверхности антиклинали являются наклонными, смещение перегибов на больших глубинах может быть настолько большим, что для правильного размещения скважин необходимо выяснить направление и величину смещения. Важность учета падения осевой поверхности антиклинали в том случае, когда эта поверхность не является вертикальной, иллюстрируется рис. 7-2, который представляет

---

* В тексте «axis» — ось; в действительности же, судя по пояснению, это шарнир складки. *Ред.*

** Это и будет ось складки. *Ред.*

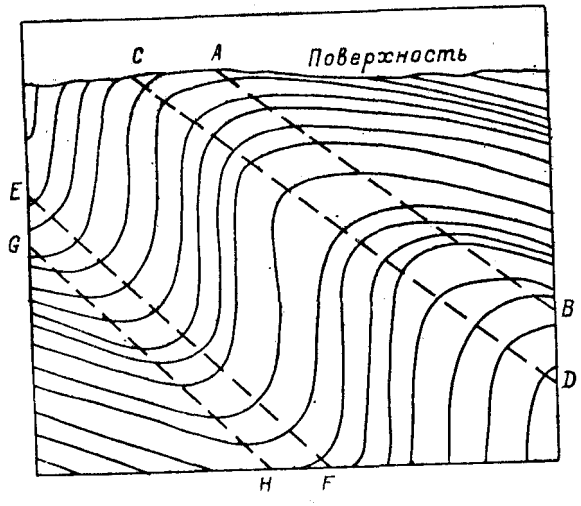


Рис. 7-1. Разрез через складку, на котором видны осевая, сводовая и седловинная поверхности.

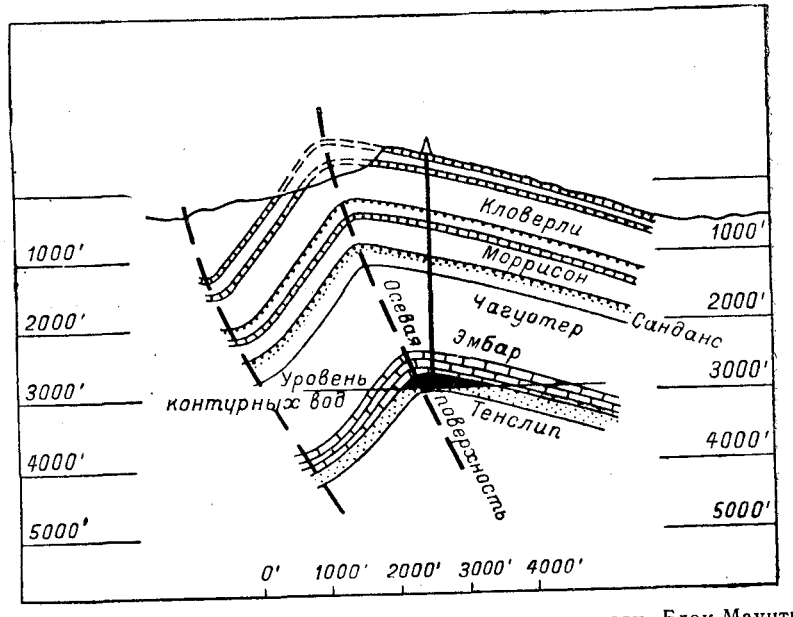


Рис. 7-2. Поперечный геологический разрез антиклинали Блэк Маунтин и нефтяной залежи, Уайоминг. (По Dobbin, A. A. P. G.)*

* A. A. P. G. — сокращенное обозначение. Полное: American Association of Petroleum Geologists. Далее в книге везде дается сокращенное обозначение. *Перев.*

геологический разрез антиклинали Блэк Маунтин (Black Mountain) в округе Хот Спрингс, штат Уайоминг (Hot Springs County, Wyoming).

По описанию Д. Бартрама (J. G. Bartram) и Д. Е. Хаппа (J. E. Hupp) (25), а также К. Э. Доббина (C. E. Dobbin) (89) нефтяное месторождение Блэк Маунтин приурочено к асимметричной антиклинали и дает нефть из формации Эмбар и Тенслип (Embar and Tensleep) (пермского и пенсильванского возраста) на глубине, в среднем, около 3150 футов (950 *м*).

Если заложить скважину в точке перегиба пластов на поверхности, то эта скважина не даст нефти, а поэтому скважины необходимо ставить на пологопадающем крыле на значительном расстоянии от перегиба пластов на поверхности с тем, чтобы продуктивные горизонты вскрывались в сводовой части. Части складок между осевыми поверхностями антиклиналей и синклиналей называются крыльями или склонами. У симметричных складок осевые поверхности приблизительно вертикальны, а падение на крыльях, примерно, одинаково. Асимметричные складки имеют наклонные осевые поверхности и более крутое падение на одном из крыльев.

Региональные структуры

Моноклиналь,* гомоклиналь. Во многих случаях региональные структуры контролируют накопление нефти и газа на больших территориях, однако, как правило, эти структуры не определяют поведения границ нефтяных и газовых залежей; последние обычно зависят от локальных структур и стратиграфических изменений.

Очень важной региональной структурой является крупная моноклиналь (региональное падение), что означает общее среднее падение пластов. Оно выражается в метрах на километр (в футах на милю), градусах или других удобных единицах. Величины регионального падения в областях нефтяных и газовых месторождений обычно варьируют от 10 футов на 1 милю (3 *м* на 1,6 *км*) до 10 или 20°. Термин «гомоклиналь» также означает падение — приблизительно равномерное на больших расстояниях в одном и том же направлении, а поэтому его значение очень сходно с моноклиналью. Однако моноклиналь может нарушаться сбросами и местными складками, в то время как гомоклиналь абсолютно не допускает подобных перерывов.

* Автор употребляет термин «региональное падение» (regional dip.) *Ред.*

Геосинклинали и структурные бассейны.* Другими региональными структурами, имеющими важное значение для залегания нефти и газа, являются геосинклинали, геоантиклинали и региональные сводовые поднятия. Геосинклинали представляют собой огромные структурные депрессии или бассейны, которые могут иметь от 100 до 500 миль (160—800 *км*) в ширину и от 100 до 1000 миль (160—1600 *км*) или более в длину. На больших расстояниях пласты падают под малыми углами к осям таких геосинклиналей, имея региональное падение.** В центре геосинклинали толща осадков может иметь мощность от 1 до 10 миль (1,6—16 *км*), однако на геологических разрезах, горизонтальный масштаб которых равен вертикальному, эти структуры будут выглядеть очень плоскими вследствие их огромной ширины. Почти во всех больших геосинклиналях, несмотря на большую мощность осадков, глубина бассейна с самого начала осадкообразования была небольшой, так как отложение осадков происходило одновременно с прогибанием.

В нефтяной геологии термин «бассейн» употребляется в нескольких различных значениях. Иногда он является синонимом термина «геосинклиналь»; например, геосинклиналь в Западном Техасе и юго-восточном Нью-Мексико иногда называют «Пермским бассейном». Межгорные структурные депрессии в Скалистых горах также называют бассейнами. В этом случае термин обозначает как структурную, так и топографическую депрессию, однако, как правило, при этом вовсе не имеется в виду возрастание отложений по мощности.

Мощность палеозойских и мезозойских образований в пределах бассейнов может быть такой же, как и в прилегающих горах, но зато кайнозойские осадки развиты только в бассейнах, а в горах полностью отсутствуют. Употребляемый в этом значении термин «бассейн» отличается от геосинклинали тем, что, во-первых, образование депрессии бассейнов не являлось одновременным напластованию, во-вторых, в бассейнах существует топографическая депрессия и, в-третьих, по своим размерам бассейны меньше геосинклиналей. Примерами являются бассейны рек Паудер (Powder River) и Юинта (Uinta). Термин «бассейн» также употребляется для обозначения больших структурных депрессий внутри геосинклинали. Бассейны такого рода обычно отделяются друг от друга большими региональными сводовыми поднятиями или структурными платформами. Во многих случаях в таких бассейнах наблюдается увеличение мощности формаций,

* Следует особо отметить, что термин — геосинклиналь, геоантиклиналь, платформа и т. д. — автор употребляет не всегда в том смысле, в каком они приняты в советской литературе. Так, например, по существу, под геосинклиналью автор понимает любой достаточно крупный прогиб, вне зависимости от его строения и геологической истории. Определение понятий о крупных тектонических элементах читатель может найти в книгах В. В. Белоусова, В. Е. Хаина и др. *Ред.*

** При такой характеристике это скорее синеклизы или краевые прогибы, чем геосинклинали. *Ред.*

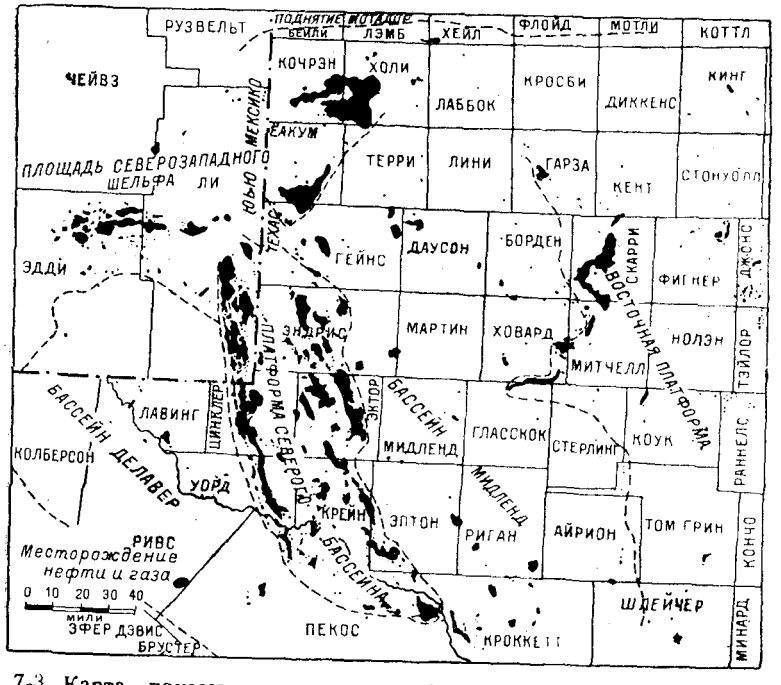


Рис. 7-3. Карта, показывающая связь нефтяных месторождений Западного Техаса и юго-восточной части Нью-Мексико с региональными структурами. (World Oil And Southwest Mapping Co).

что свидетельствует о прогибании, одновременном с отложением осадков.

Хорошими примерами являются бассейны Мидленд (Midland) и Делавер (Delawar), изображенные на рис. 7-3.

Геоантиклинали, региональные сводовые поднятия, платформы, шельфы. Термин геоантиклиналь также понимается двояко. Часть геологов употребляют его для обозначения очень больших антиклиналей, таких, как например, антиклиналь Цинциннати (Cincinnati); другие считают, что этот термин следует применять только для обозначения больших поднятий, например, поднятие Озарк (Ozark), которые длительное время подвергались эрозии и служили областью сноса для прилегающих

геосинклиналей. Обычно амплитуда поднятия геоантиклинали так велика, что на ее своде мощность осадков уменьшается или они вообще эродируются. Таким образом, геоантиклинали не являются настолько перспективными в отношении нефти и газа, как соседние геосинклинали, где осадки имеют большую мощность. *

Региональные сводовые поднятия — это очень большие антиклинали; по площади они больше, чем обычные структуры нефтяных месторождений, но меньше, чем геоантиклинали. Однако резкого разграничения между геоантиклиналью и региональным сводовым поднятием не существует, и иногда мнения геологов о выборе того или иного термина для данного тектонического сооружения структуры расходятся. Антиклиналь Ла-Саль (La Salle) в Иллинойсе, поднятие Немаха или «Гранитный хребет» (Nemaha or «Granite Ridge») в Оклахоме и Канзасе и сводовое поднятие Бенд (Bend Arch) в Техасе являются наиболее известными среди геологов-нефтяников региональными сводовыми поднятиями. На всех трех названных региональных сводовых поднятиях сконцентрировано значительное число нефтяных и газовых месторождений.

Структурная платформа представляет собой широкое, плоское региональное поднятие, а шельфом является региональная терраса на крыле геосинклинали или бассейна. Наиболее известным примером структурной платформы является Платформа Центрального Бассейна в Западном Техасе. Эта структура показана на рис. 7-3, взятом с карты, составленной Юго-Западной картировочной компанией ** и опубликованной «Уорлд Ойл» («World Oil»). ***

Геосинклинали имеют исключительно важное значение в нефтяной геологии, так как в них сосредоточена большая часть мировых залежей нефти и газа. О них говорится в последующих главах, главным образом в главе 28. Следует заметить, что структурные депрессии больших размеров, такие как геосинклинали, вообще благоприятны для накопления нефти, а большие региональные поднятия, как например, геоантиклинали, — неблагоприятны в этом отношении. С другой стороны, несколько меньшие, но все же очень большие поднятия, такие как региональные сводовые поднятия, особенно благоприятны для накопления нефти и газа и, безусловно, самыми благоприятными

* Вследствие выклинивания пластов перспективны склоны таких поднятий. Особенно продуктивными оказываются структуры второго порядка, развивающиеся на склонах древних структур. *Ред.*

** Очевидно речь идет о компании, занимающейся геологическим картированием. *Ред.*

*** Опубликованный «Уорлд Ойл» в сентябре 1950 г. в качестве дополнительной карты. *Ред.*

структурами для бурения на нефть являются локальные поднятия внутри геосинклинали.

Совершенно очевидно, что причина подобной оценки структур заключается в том, что вследствие эрозии осадков на геоантиклиналях многие, возможно, продуктивные отложения отсутствуют. Отсутствие значительных залежей нефти в осадках, развитых на геоантиклиналях, может быть результатом недостаточной их мощности или же результатом слишком сильной эрозии, а также промывания поверхностными водами. Местные и региональные поднятия внутри геосинклиналей являются благоприятными структурами вследствие того, что нефть и газ проявляют тенденцию образовывать в них залежи. *

Локальные складки

Антиклиналь, ее высота, замкнутая площадь, противопадение. Антиклиналь, безусловно, является наиболее важной локальной структурой для нефтяной геологии. Антиклинали характеризуются по степени крутизны падения пород на крыльях и высоте подъема слоев в своде. Падение крыльев антиклиналей, к которым приурочиваются залежи нефти и газа, может быть различным: от незначительного — 20 футов на милю (6 *м* на 1,6 *км*) до вертикального и даже перевернутого. По ширине такие антиклинали могут варьировать от нескольких сот метров до огромных размеров или таких региональных структур, как антиклиналь Цинциннати; длина антиклиналей также различна.

Ценность антиклиналей как структур перспективных в отношении нефти и газа определяется главным образом высотой их замкнутой части (closure), размером закрытой площади (closed area). Антиклиналь считается замкнутой в том случае, если точки ее сводовой поверхности или оси полностью окружены одной или несколькими стратоизогипсами. Пласты падают от этих точек по всем направлениям, и они образуют структурные купола [брахиантиклинали].

Замкнутая площадь представляет собой площадь, заключенную внутри самой нижней стратоизогипсы, которая полностью оконтуривает структуру; высота замкнутой части антиклинали определяется разницей между отметками ее вершины и самой низкой изогипсы, полностью оконтуривающей свод антиклинали.

* О перспективности различных тектонических форм см.:

1. И. О. Брод, Н. А. Еременко — Основы геологии нефти и газа. Изд-во Московского университета, М., 1957.

2. В. Е. Хаин — Геотектонические основы поисков нефти. Азнефтеиздат, Баку, 1954. *Ред.*

К сожалению, в тех случаях, когда структуры оконтурены всего лишь одной или двумя стратоизогипсами, нельзя судить о размерах замкнутой площади. Если, например, интервал между стратоизогипсами равен 50 футов (15 *м*) и только одна стратоизогипса оконтуривает купол, неточность определения высоты антиклинали достигает 100 футов (30 *м*). Таким образом, минимальная точность — 100 футов (30 *м*), максимальная — 0 *м*. Ввиду этого лучшим определением будет, по-видимому, являться среднее из двух крайних значений, т. е. 50 футов (15 *м*).

Согласно этому правилу, высота антиклинали определяется умножением числа стратоизогипс, оконтуривающих замкнутую площадь, на величину их сечения. Размеры замкнутой площади можно определить также, если предположить, что ее контур располагается приблизительно посредине между самой низкой замыкающей стратоизогипсой и ближайшей, проведенной на более низком уровне.

Подбор русских терминов, соответствующих английским closure (закрытие, замыкание, перегородка и т. п.), *closed area* (*closed* — запертый, замкнутый) и *reversal* (противоположный, обратный, противный и т. п.), вызвал известные затруднения.

Слово *closed* часто используется при характеристике антиклиналей для указания *замкнутости* поднятия — в смысле замкнутости *стратоизогипс*, возможной лишь в случае погружения шарнира антиклинали в обоих направлениях. Во многих случаях поэтому (но не всегда) «*closed anticline*» можно переводить как «брахиантиклиналь».

Часто слово *closed* употребляется в смысле «закрытый, ограниченный чем-то» (например, залежь нефти — водой, сбросом, переходом проницаемого пласта в непроницаемый и т. д.).

Второй из терминов — *closure* — имеет, в буквальном переводе, сходные значения. Если говорится об *anticline with closure*, то это равнозначно *closed anticline*; если речь идет о *closure against fault*, то имеется в виду экранирование тектоническим нарушением (разрывом), например, сбросом или надвигом.

Термин *closure* в геологической литературе переводится как «высота».* Однако в этом случае теряется специфика соответствующего понятия и, кроме того, становятся трудно воспринимаемыми в русском переводе некоторые фразы, например, такого типа, как *anticline with no closure* — «антиклиналь без высоты». Лучше всего данный термин можно было бы передать словами «высота замкнутой части антиклинали», но это будет слишком громоздко. «Высота замкнутия» — было бы короче, но слова «замкнутие» в русском языке нет.

Термин «превышение» имеет некоторое преимущество перед термином «высота», так как он больше оттеняет относительность данной величины. Перевести термин *closure* просто как «амплитуда» нельзя, так как амплитуду можно измерять и по отношению к наклонной плоскости. Поэтому лучше говорить о «замкнутой высоте» — по аналогии с «замкнутой площадью» (*closed area*). В таком случае будет оттенено родство обоих терминов, и они будут близки к английским, в основе которых лежит слово, означающее замкнутость, закрытие.

В конце концов было решено остановиться именно на «замкнутой высоте» (вместо «высоты замкнутия» или структурной амплитуды) для *closure* и на «замкнутой площади» — для *closed area*.

Что касается термина *reversal*, то он обычно переводится как «обратное падение». С целью подчеркнуть, что имеется в виду не всякое обратное падение, а именно то, которое противоположно нормальному падению (Н. А. Лебедев — Толковый словарь английских терминов по геологии нефти, ОНТИ, 1937), или общему региональному падению, как отмечает У. Рассел, *reversal* переводилось нами не только как «обратное падение», но и как «противопадение». *Ред.* (*Н. В.*).

* Если имеются в виду структурные поднятия; если же речь идет о синклиналях, то как «глубина».

Высота нефтеносных антиклиналей варьирует от 3 *м* и менее до сотен метров, а размеры замкнутых площадей колеблются от нескольких гектаров до сотен квадратных километров. Часто только небольшая часть замкнутой площади является нефте- или газоносной. Безусловно, открытые или погружающиеся антиклинали также могут быть нефте- или газоносными, однако замкнутые антиклинали обычно являются гораздо более перспективными, нежели незамкнутые, так как в случае замкнутости антиклинали образуется структурная ловушка, в то время как в открытой антиклинали не будет залежи, если на ее крыльях нет стратиграфической ловушки. Определить по поверхностным данным местонахождение этой ловушки трудно или невозможно.

Противопадение, обратное падение [дословно — reversal] антиклинали — это максимальное падение в направлении, противоположном общему региональному падению. В поисках антиклиналей геологи разыскивают противопадения или места, где падение противоположно региональному падению. Величина противопадения, как и высота антиклинали, различна. Обратное падение не может быть меньше высоты антиклинали, однако незамкнутая антиклиналь может обладать выраженным обратным падением.

Термин «нос» или «антиклинальный выступ», часто применяемый при описании структур, может относиться к погружающейся антиклинали или к площади, расположенной вдоль шарнира антиклинали, там, где он погружается более полого по сравнению с другими участками. Эти площади местного выполаживания в погружении шарниров антиклиналей считаются местами более перспективными для нефте- и газонакопления, нежели прилегающие части складки с более крутым падением шарниров.

Падения пород на антиклинальных структурах, содержащих залежи нефти и газа, варьируют от менее 20 футов на 1 милю (6 *м* на 1,6 *км*) до вертикальных и опрокинутых. Вообще, углы падения пластов в антиклиналях, сложенных палеозойскими породами, меньше чем в антиклиналях, образованных мезозой-

скими и кайнозойскими осадками.* Антиклинали, содержащие залежи нефти и газа, с большой амплитудой подъема слоев особенно редки среди складок, сформировавшихся в палеозойское время. Однако имеются исключения. Месторождение Тэрнер Вэлли (Turner Valley), геологический разрез которого дан на рис. 9-5, является примером очень крутой опрокинутой антиклинали, образовавшейся в палеозойское время.

На рис. 7-4 и 7-5 показаны структурная карта и геологический разрез месторождения Эпейч (Apache) округа Кэддо (Caddo), Оклахома, которое приурочено к опрокинутой антиклинали, образовавшейся в палеозойское время. На структурной карте месторождения (рис. 7-4) горизонтали проведены по главному продуктивному пласту, песчанику Бромид (Bromide) из серии Симпсон (Simpson) (ордовик). Высота складки около 800 футов (244 *м*). Резко асимметричный характер антиклинали ясно виден на рисунке, хотя действительная опрокинутость заметна только на геологическом разрезе.

Как показывает рис. 7-5, подошва пермских отложений не вырисовывает складки; это говорит о том, что сильные дислокации, в результате которых образовалась антиклиналь, имели место исключительно до отложения нижних горизонтов перми. Вследствие большой высоты антиклинали, высота залежи в песчанике Бромид достигает почти 600 футов (200 *м*).

Вследствие опрокинутости складки крайняя правая скважина пересекла дважды подошву известняка Вайола (Viola). Необходимо отметить, что осевая поверхность антиклинали падает влево, и поэтому для выяснения нефтеносности слоев, лежащих ниже песка Бромид, скважину следует закладывать левее от вершины антиклинали по этому пласту.

Опрокинутые антиклинали, подобные вышеописанной, редко дают нефть и газ из палеозойских пород, но кайнозойские пласты многих крутых и опрокинутых антиклиналей являются нефте- и газоносными.

* В действительности, такой закономерности нет. Степень дислоцированности пород зависит от интенсивности тектонических, особенно складчатых движений, которая не одинакова в различных геотектонических зонах. В геосинклинальных зонах и палеозойские и мезозойские отложения интенсивно дислоцированы. Очевидно, автор на основании данных бурения, проводимого в США, сравнивает платформенные структуры, сложенные палеозойскими осадками, с геосинклинальными структурами, образованными мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Если же сравнить условия залегания палеозойских и мезозойских пород в одинаковых геотектонических зонах (например, Аппалачской геосинклинали и геосинклинали Кордильер), то можно констатировать, что между ними нет существенной разницы. Более сильная дислоцированность верхнего комплекса по сравнению с нижним в пределах одной и той же площади возникает лишь в случае, если породы нижнего комплекса значительно более жесткие, чем верхнего (например, нефтеносная зона в южном Иране). *Ред.*

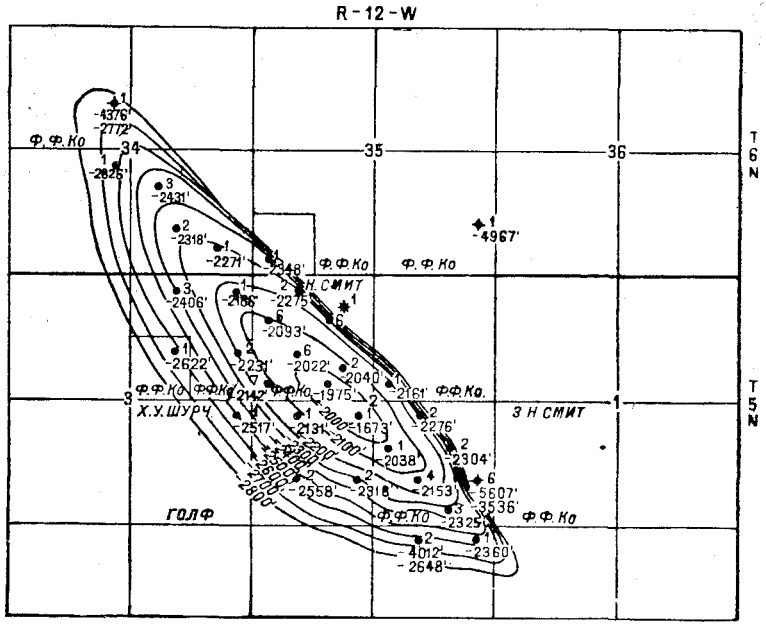


Рис. 7-4. Структурная карта месторождения Эпейч, Оклахома. (По Scott, A. A. P. G.).

Другие типы локальных складок. Синклинали представляют собой складки с падениями слоев по направлению к осевой плоскости, или депрессии, или структурные понижения пластов. Вследствие того, что они, как правило, не содержат залежи нефти и газа, они не так тщательно изучены, как антиклинали, хотя, конечно, антиклинали и синклинали обычно встречаются вместе. Структурная седловина — это площадь структурного понижения вдоль шарнира антиклинали между двумя куполами или, по меньшей мере, между двумя структурно более высокими частями. Шарниры антиклиналей с обоих концов седловины погружаются к ее центру. Моноклиналь представляет собой местное увеличение крутизны падения,* а структурная терраса образуется поясом относительно пологих падений с более крутыми падениями по обеим сторонам.

Характерным признаком складки утонения (Supratenuous-fold) является уменьшение мощности геологических формаций и

* В отечественной литературе этот термин понимается шире: моноклиналь — структура одинакового направления падения пластов вне зависимости от его крутизны. Структурная терраса по отношению к моноклинали является структурой второго порядка, представляя ее осложнение. *Ред.*

перерывы в своде. Вследствие этого утонения пластов, амплитуда поднятия складки быстро уменьшается кверху. Таким образом, небольшая складка на поверхности или вблизи ее в глубоких горизонтах будет являться более крутой со значительной амплитудой подъема слоев. Складки утонения бывают обычно двух типов: 1) складки первого типа образовались в процессе отложения осадков, мощность которых уменьшалась в своде, 2) ко второму типу относятся складки, образовавшиеся после отложения осадков. *

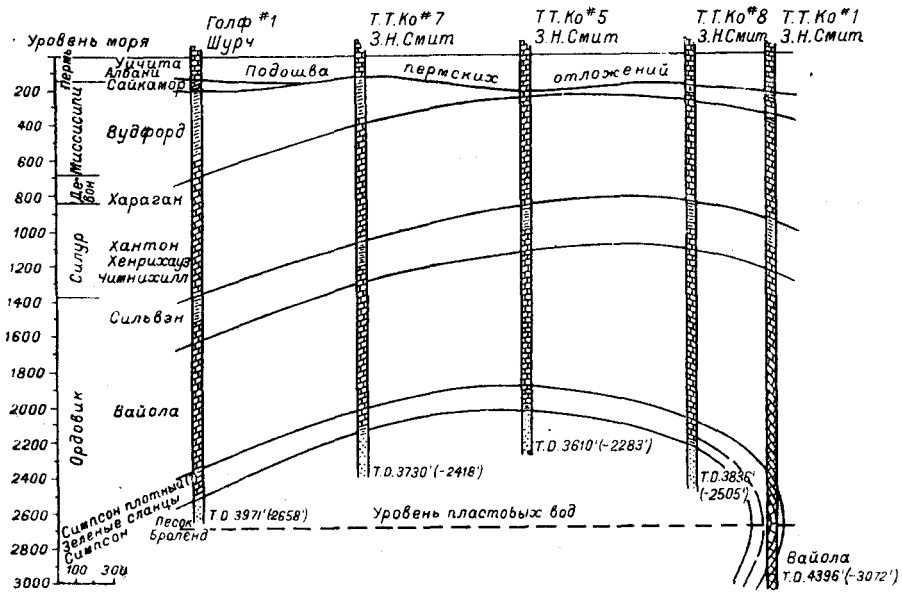


Рис. 7-5. Поперечный геологический разрез через месторождение Эпейч, Оклахома. (По Scott. A. A. P. G.).

В складках, образующихся во время седиментации под влиянием действия тангенциальных или других тектонических сил, мощность каждой свиты при ее отложении на своде уменьшается приблизительно на величину поднятия антиклинали. У таких складок крутизна подъема или величина высоты не имеют предела. Складки утонения другого типа образовались путем уплотнения над погребенными выступами или линзовидными массивами, сложенными относительно жесткими породами. Уплотнение происходит, главным образом, в результате того, что под

* Для первого типа таких складок В. Е. Хаиным предложено название «складки с первично утоненным сводом». *Ред.*

действием веса вышележащих пород по мере погружения вода постепенно выжимается из глинистых пород. Если отложение протекает очень медленно или приостанавливается на долгие периоды, то уплотнение и образование складок прекращается на многие миллионы лет после отложения осадков.

Формирование складок под влиянием уплотнения осадков было изучено Л. Ф. Эзи (L. F. Athy) (9) и Х. Д. Хедбергом (H. D. Hedberg) (150), давшими правила для измерения высот антиклиналей, образовавшихся на погребенных выступах, с учетом различной глубины залегания последних. По этим данным можно определить высоту и крутизну падения антиклинали, образовавшейся путем уплотнения. Складки с очень большой высотой и очень крутым падением слоев образовались, по всей вероятности, под действием других причин.

Разрывные нарушения и трещины

Общая характеристика. Разрывные нарушения важны для геолога-нефтяника не только потому, что они создают ловушки для нефтенакопления, но и потому еще, что их распознавание очень существенно для правильного понимания структур. Количество нарушений в разных нефтеносных районах очень различно; в одних районах они практически отсутствуют, другие районы отличаются интенсивной степенью нарушенности. Как правило, в сильно дислоцированных структурах разрывы более многочисленны, нежели у структур пологопадающих, однако разрывы могут также встречаться и на площадях, подвергшихся слабой дислокации. Жесткие или хрупкие породы, как например, новакулиты, кремнистые сланцы, известняки и песчаники более поддаются различным нарушениям, нежели такие пластичные породы, как глинистые сланцы и глины; высокая пластичность обычных пород препятствует образованию сбросов в нормальных условиях.

Встречающиеся в осадочных породах трещины подразделяются на разрывные (faults), трещины отдельности (joints) и трещины кливажа (fracture cleavage). Разрывные нарушения [разрывы] представляют собой трещины с относительным перемещением пластов по обе стороны от трещины. Трещины отдельности — это трещины, вдоль которых не обнаруживаются смещения пород; трещины кливажа состоят из трещин отдельностей, расположенных на очень близком расстоянии друг от друга. * Интенсивный кливаж редко встречается в нефтеносных

* Детальная классификация трещин приведена в работе Е. Н. Пермякова — Тектоническая трещиноватость Русской платформы. Изд. МОИП, М., 1949. *Ред.*

районах, хотя иногда его можно обнаружить в виде локального явления вдоль разрывов. С другой стороны, трещины отдельности почти всегда развиты в плотных и твердых породах. Вообще, трещины отдельности не имеют особого значения для нефтяной геологии, хотя их полезно использовать для интерпретации данных о тектонике. *

Все поверхности разрывов (fault planes) имеют падение и простирание, которые измеряются и выражаются так же, как и падение и простирание осадочных слоев. Однако для того, чтобы избежать путаницы, падения и простирания поверхностей нарушения лучше обозначать на картах условными знаками, отличными от тех, которые применяются для обозначения падений и простираний пластов. Если поверхность разрыва не является вертикальной, то вышележащие породы образуют висячее крыло, а нижележащие — лежачее крыло.

Наиболее существенная классификация разрывных нарушений базируется на относительном перемещении висячего и лежачего крыла. Если висячее крыло переместилось вниз относительно лежачего, то такое нарушение называется нормальным сбросом; при обращенном сбросе висячее крыло перемещается вверх по восстанию поверхности разрыва. Ясно, что подобная классификация имеет в виду относительное перемещение пород по поверхностям нарушений, а не перемещение по отношению к уровню моря. Как правило, нормальные сбросы возникают под действием растяжения, а взбросы — под действием сжатия. Значение термина «взброс» («thrust fault») несколько отлично от термина «обращенный сброс» («reverse fault»). ** Некоторые геологи употребляют термин «взброс» для обозначения обращенных сбросов с малым углом падения. Этот термин также употребляется для описания пологопадающих обращенных сбросов с очень большими амплитудами смещения слоев. Разрывные нарушения последнего типа иногда рассматриваются как надвиги.

Характеристика поверхностей разрывных нарушений. Поверхности разрывных нарушений обладают рядом характерных признаков, распознавание которых оказывает огромную помощь в выяснении разрывов как на поверхности, так и на глубине. К сожалению, большинство этих свойств не поддается наблюдению в шламме, взятом из глинистого раствора, но зато их можно

* Трещины отдельности представляют нефтегеологический интерес, так как могут явиться причиной образования трещинных коллекторов. *Ред.*

** В советской литературе принято считать, что обратный сброс отличается от геометрически аналогичного ему взброса направлением перемещения крыльев: при взбросе висячее крыло перемещается вверх, при обратном сбросе — лежачее крыло — вниз. (В. Е. Хаин, 1954). *Ред.*

видеть в кернах. Наиболее характерная особенность поверхностей разрывов заключается в том, что они круто рассекают пласты. Вблизи поверхности разрыва породы могут быть разбиты трещинами, раздроблены на обломки или измельчены в порошок. Трещины обычно вторично цементируются кальцитом, кварцем, гипсом и другими жильными образованиями. Сцементированные угловатые обломки образуют брекчию, а мелкоизмельченный материал вдоль поверхности разрыва называется выполнением трещины (gouge).

Зеркальные поверхности представляют собой гладкие и покрытые штрихами часто блестящие или полированные поверхности, образовавшиеся в результате трения одной части разрыва о другую; они являются хорошим указанием на нарушения и периодически обнаруживаются в кернах. * Во многих случаях под влиянием трения вдоль разрывов происходит изгиб пластов в том направлении, в котором перемещается противоположная часть. Это явление, называемое волочением, помогает определить направление перемещения вдоль разрывов. Термин «обратное волочение» («reversed drag») применяется здесь к изгибу пластов вдоль разрывов в направлении, противоположном действительному волочению. Воздействие обратного волочения на пласты значительно шире, нежели истинного.

Описание смещения вдоль поверхностей разрывных нарушений. Смещение вдоль поверхности разрывов происходит параллельно этой поверхности. Действительное смещение выражает общую величину перемещения. После образования разрыва оно будет измеряться расстоянием между половинками гальки или окаменелостями, рассеченными разрывом на две части. Способ описания перемещения вдоль поверхности разрывов показан на рис. 7-6, который представляет собой вертикальный разрез, перпендикулярный простиранию поверхности разрыва. Линия LM — есть линия поверхности, JK — поверхность разрыва, EB и CG — пласт, разрезанный и смещенный по поверхности разрыва. Линии EA и GD изображают пласт таким, каким он должен был быть, если бы не был изогнут при разрывном нарушении. Другими словами, AB и CD отмечают волочение вдоль поверхности разрыва. Линия BC на разрезе — падение смещения, т. е. перемещение, параллельное поверхности разрыва; отрезок HC показывает величину горизонтального перемещения

* В кернах довольно часты ложные «зеркала скольжения», образующиеся во время бурения вследствие трения верхней части керна, оторвавшейся от основания и вращающейся вместе с колонковой трубой, о нижнюю, неподвижную. Особенно часто ложные зеркала скольжения наблюдаются в глинистых породах — глинах и аргиллитах. В последних, кроме того, развиваются зеркала скольжения и без сбросов благодаря внутрипластовому перемещению материала при складчатости. *Ред.*

(the heave), а вертикальная составляющая BH — амплитуду перемещения.

Следует отметить, что если включить волочение, то вертикальная составляющая смещения будет AI, которая, как видно на рис. 7-6, значительно больше BH, показывающей амплитуду смещения без волочения. В своей работе М. П. Биллингс* (M. P. Billings) (36), общее смещение, включая и волочение, называет «сдвигом» («shift»), однако в нефтяной геологии этот термин употребляется редко.** Стратиграфическая амплитуда разрывного нарушения является составляющей компонентой действительного смещения, которая перпендикулярна к напластованию. В случае горизонтального залегания пластов, стратиграфическая высота равна амплитуде нарушения. На рис. 7-6 BF есть стратиграфическая амплитуда, не включающая волочения.

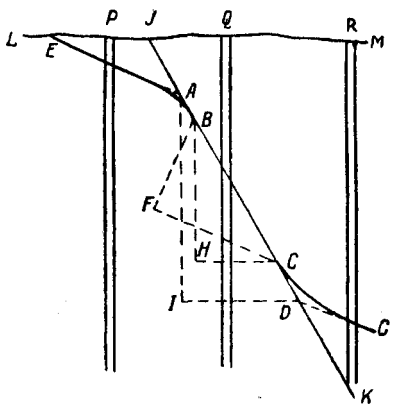


Рис. 7-6. Определение различных амплитуд сброса.

Рис. 7-6 показывает, что скважины P и R достигают опорного горизонта на глубинах, которые вследствие разрывного нарушения резко отличаются от нормальных.

С другой стороны, скважина Q не вскрывает опорного горизонта, а также свиты пластов, встречающихся в скважинах, не пересекающих поверхность разрыва. Мощность выпадающей части разреза может быть определена путем сопоставления скважин, не пересекающих нарушения. При очень детальной корреляции точно определяются мощность пропущенной части разреза и глубины, на которой она залегает.

Если только небольшое число горизонтов может быть сопоставлено, глубина, на которой была пересечена поверхность разрыва, не может быть определена точно, и тогда не ясно, какая часть смещения была вызвана разрывным нарушением, а какая часть — волочением. Там, где пласты являются горизонтальными или пологопадающими, мощность опущенной части практически равна вертикальной амплитуде разрыва HB, однако нужно помнить, что она не равна общему смещению AI, включающему также и волочение. Если скважина проходит через поверхность разрыва и при этом невозможно провести детальную корреляцию между этой скважиной и другими скважинами, то нельзя определить смещение, обусловленное движением вдоль разрыва и смещение, имевшее место вследствие волочения. Для точного определения падения поверхности разрыва необходимо знать глубину, на которой три скважины пересекают эту поверхность.

Типы разрывных нарушений, развитых на нефтяных и газовых месторождениях. На нефтяных и газовых месторождениях обычно развиты нормальные сбросы, что связано с растягивающими усилиями, возникающими при образовании определенных типов антиклиналей, особенно соляных куполов. Во многих крупных нефтеносных областях, таких, как например, Голфкост, обращенные сбросы практически отсутствуют. Они, как правило, редки на площадях, характеризующихся слабой складчатостью, но довольно обычны на сильно смятых структурах. Взбросовые нарушения характерны для некоторых сильно складчатых зон. Многие зоны, в которых развиты обращенные сбросы и взбросы, лишены нефти и газа, но значительное число нефтяных и газовых залежей связано с обращенными взбросами, а немногие залежи встречаются на структурах, осложненных надвигами.

Изображение поверхностей разрывов на структурных картах. Когда пологопадающий пласт пересечен нормальным сбросом, то имеет место горизонтальное смещение между верхним и нижним контактами пласта вдоль сбросовой поверхности. При проектировании структуры пласта на горизонтальную плоскость, как это имеет место на структурной карте, между контактами опорного горизонта по обе стороны от сбросовой поверхности будет промежуток, в котором нельзя провести ни одной стратоизогипсы, так как в этом промежутке опорный горизонт отсутствует. Эти лишенные стратоизогипс полоски изображаются вдоль сбросов на многих картах подземного рельефа. Однако они отсутствуют, если сбросовая поверхность вертикальная. В тех случаях, когда падение сбросовой поверхности неизвестно, настоящая ширина таких полос не может быть показана. Поэтому на многих структурных картах указанные промежутки не показываются или вследствие того, что нет данных о падении сброса, или же потому, что сброс предполагается вертикальным. На мелкомасштабных картах эти полоски [представляющие проекцию участков, в пределах которых опорный горизонт отсутствует из-за сброса] обычно опускаются вследствие их малых размеров.

---

* Имеется русский перевод этой книги: М. П. Биллингс. Структурная геология. Перевод под редакцией Г. П. Горшкова. Изд. иностр. лит., М., 1949. *Ред.*

** В нефтяной литературе под сдвигом обычно понимается горизонтальное перемещение по разрывам. *Ред.*

Структуры, связанные с разрывными нарушениями

Запечатание поверхностями разрывных нарушений. Влияние разрывных нарушений на нефте- и газоносность очень разнообразно. Многие нефтяные и газовые месторождения совершенно не связаны с разрывами; наличие разрывов в некоторых месторождениях случайно и не имеет никакого отношения к их нефтеносности; в других же разрывы образуют ловушку, которая обусловливает накопление нефти и газа. Следует отметить три наиболее важных типа структур, связанных с разрывами: 1) запечатание поверхностью разрыва, 2) образование вдоль разрывов трещиноватых зон, в которых накапливаются нефть и газ, 3) антиклинали на опущенных крыльях сброса.

Добыча нефти из структур, запечатанных разрывами, является обычной для некоторых районов, в частности, в зоне нормальных сбросов, начинающейся от Люлинг (Luling), идущей через Мексиа (Mexia) к Талко (Talco) в Техасе, и часто называемой сбросовой зоной Мексиа. У структуры данного типа разрыв вызывает запечатание на одном крыле, при этом обычно имеется антиклиналь или нос, которые рассекаются этим разрывом.

Общая характеристика сбросовой зоны Мексиа и соотношение отдельных сбросов нефтяных месторождений показаны на рис. 7-7 *из работы Ф. Лэхи* (187). *Опущенные крылья всех* сбросов находятся на северо-западе, а все нефтяные месторождения находятся на юго-востоке, т. е. на поднятых крыльях сбросов. Вероятно, самой поразительной особенностью карты является высокий процент нефтеносных структур. На юго-восточных крыльях на 10 из 11 показанных сбросов имеются залежи нефти.

Рис. 7-8, из той же работы, дает детальное изображение строения месторождения Ричленд (Richland), одного из тех, что показаны на рис. 7-7. Стратоизогипсы отражают глубину (ниже уровня моря) кровли продуктивного песчаника Вудбайн (Woodbine). Линия *EF* обозначает след сброса на поверхности, *CD* — след сброса в горизонте мела* Остин (Austin chalk), а *AB* — след того же сброса в кровле песчаного горизонта Вудбайн. Пунктирной линией обозначено приближенное положение водо-нефтяного контакта. Следует заметить, что этот контакт имеет едва заметное падение по направлению к сбросу.

Из рисунка ясно, что для обнаружения залежи нефти при размещении поисковых скважин необходимо принять во внимание падение сбросовой поверхности, так как свод структуры на

* Здесь слово «мел» — «chalk» указывает на литологический состав горизонта, а не на его меловой возраст. *Ред.*

поверхности находится полностью в стороне от нефтяного месторождения. Сброс вызывает запечатание к северо-западу, региональное падение дает запечатание к юго-востоку, а падение от небольшого антиклинального носа образует запечатание к северо-востоку и юго-западу. Таким образом, ловушка имеет несомненно структурное происхождение.

Рис. 7-9, также из вышеуказанной работы, изображает геологический разрез месторождения Ричленд по линии *XY* предыдущего рисунка. Здесь интересно отметить пологое падение сбросовой поверхности и уменьшение падения в пределах горизонта мела Остин, который является более жестким, нежели вышележащие глинистые сланцы.* Данная структура будет продуктивной в том случае, если сбросовая трещина будет закрытой; в противном случае нефть и газ будут выходить на поверхность. Вероятно, многие структуры данного типа потеряли залежи, вследствие того, что сбросовые трещины были открытыми. Если сбросовая трещина закрыта и является непроницаемой, то

* Очевидно это опечатка; судя по разрезу, в этом горизонте угол наклона сбросовой поверхности, наоборот, увеличивается. *Ред.*

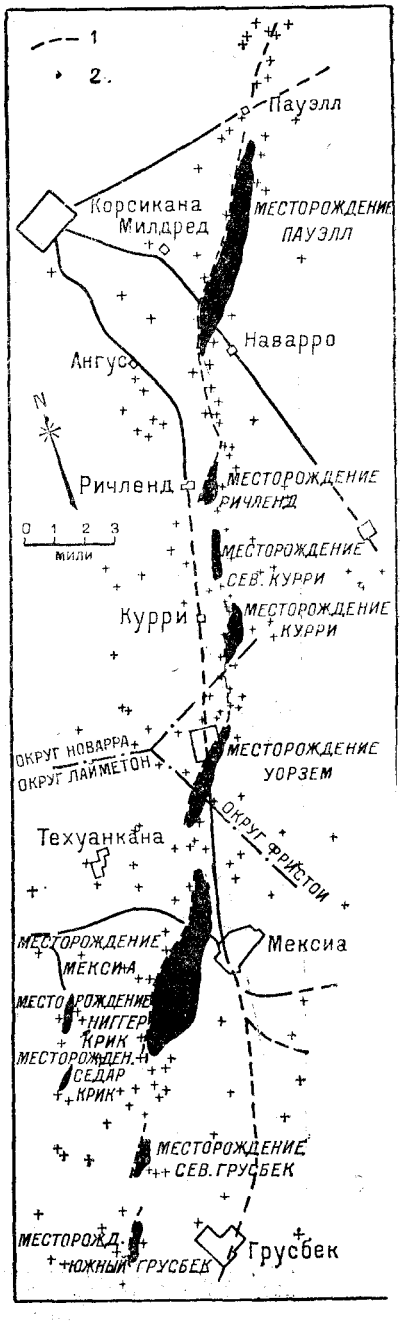


Рис. 7-7. Карта части сбросовой зоны Мексиа. (По Lahee. A. A. P. G.).

1 — сброс в промышленном песке Верхний Вудбайн; *2* — сухие скважины.

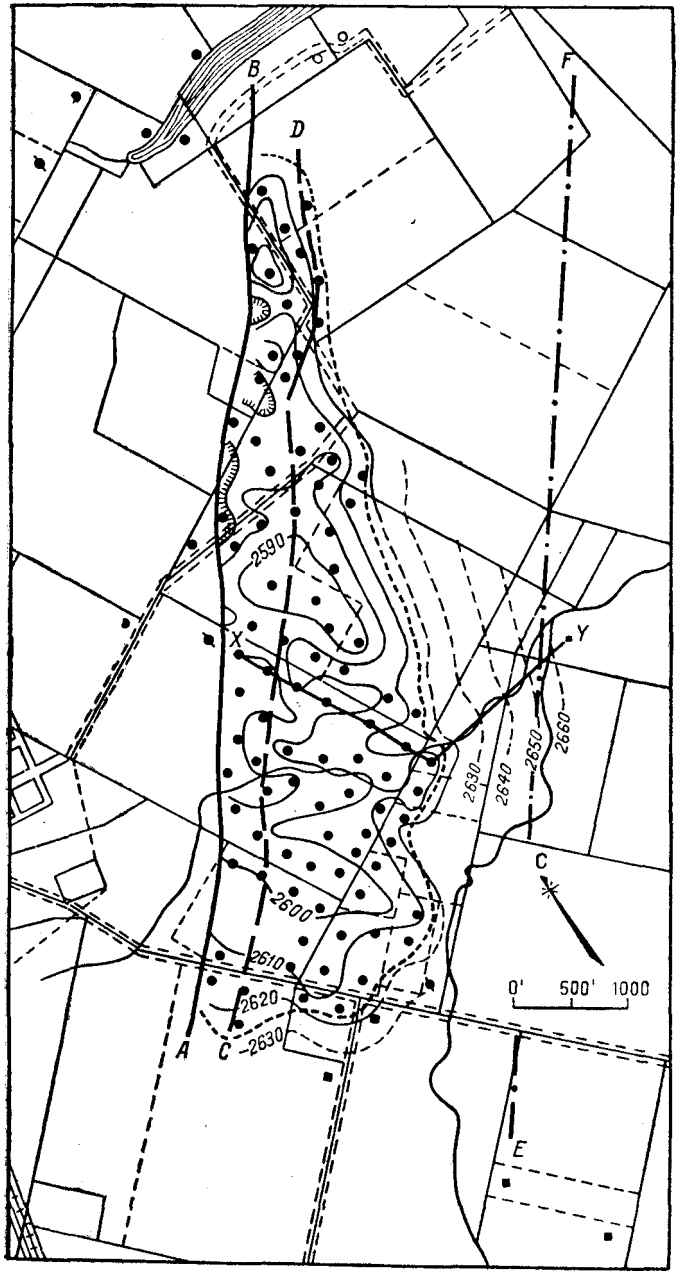


Рис. 7-8. Структурная карта месторождения Ричленд, Техас. XY — линия разреза, изображенного на рис. 7-9. (По Lahee. A. A. P. G.).

опущенные и поднятые крылья будут в равной мере благоприятными для накопления нефти и газа, хотя в действительности, у большинства структур данного типа продуктивными являются поднятые крылья.

Трещины вдоль поверхностей разрывных нарушений. Нефтеносность трещиноватых пород вдоль поверхностей нарушений не требует обычной замкнутой структуры. Добыча нефти может производиться из любой осадочной породы,* которая является

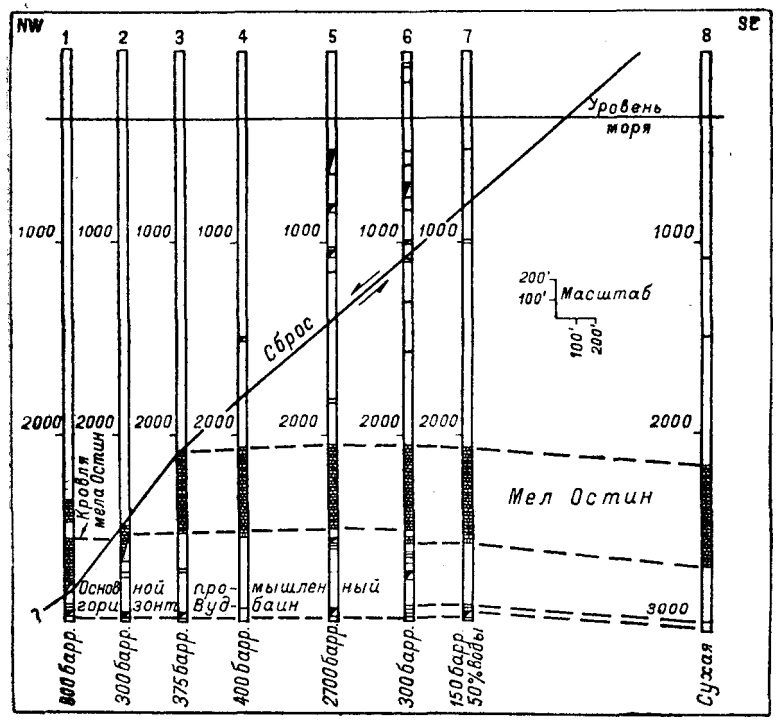


Рис. 7-9. Геологический разрез месторождения Ричленд, Техас. (По Lahee. A. A. P. G.).

достаточно хрупкой и поддается интенсивному разлому при образовании разрывов. Обычными примерами таких пород являются мел, кремнистые породы (chert), известняки и доломиты. Как правило, коллектор становится непроницаемым на небольшом расстоянии от разрыва, там, где нет трещин, и эта непроницаемая часть действует в качестве перегородки во всех направле-

* Не только из осадочных пород, но и из любых других горных пород, что отмечает автор в другой главе. *Ред.*

ниях, за исключением направления вдоль нарушения. В этом направлении коллектор может быть изолирован благодаря изменению в литологии пород, залегающих вблизи сброса. Залежи подобного типа, естественно, будут длинными и узкими. Они встречаются не часто, но, возможно, многие из них еще не открыты.

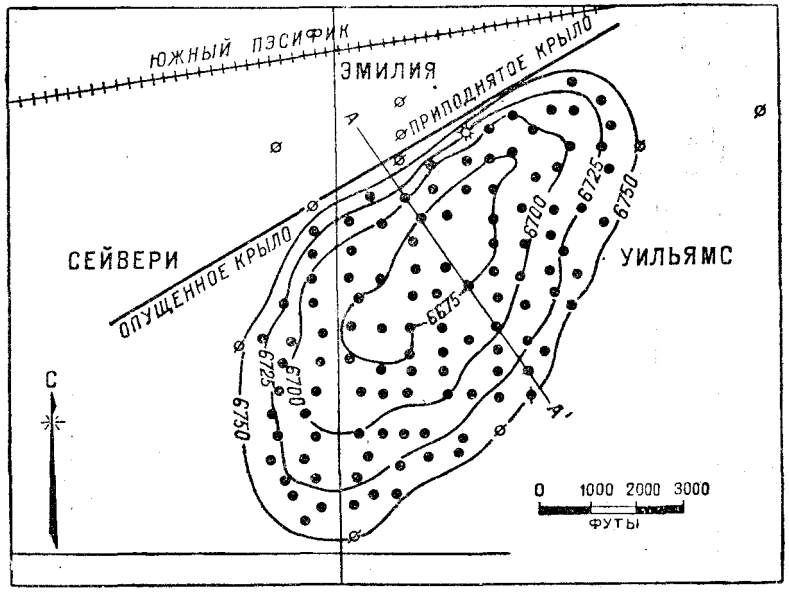


Рис. 7-10. Структурная карта месторождений Эмилия, Техас. (По Olcott Texas Bureau of Economic Geology). Горизонтали по кровле песка Лангхем.

Добыча нефти из антиклиналей, располагающихся на опущенных крыльях сбросов. На Голфкосте, в Техасе так много нефтяных и газовых залежей, расположенных на антиклиналях, развитых на опущенных крыльях сбросов, что следует упомянуть о структурах данного типа. Антиклиналь простирается параллельно сбросу в блоке, расположенном вниз по падению, который и является опущенным. Нефть и газ на антиклинали аккумулируются обычным образом, а продуктивная зона, как правило, отделяется от сброса непродуктивной, в которой пласты располагаются структурно ниже с падением на северо-запад в сторону сброса. Наиболее известной комбинацией сброса и антиклинали данного типа является сбросовая зона Сэм Фордайс-Вандербилт (Sam Fordyce-Vanderbilt), простирающаяся от Рио-Гранде на 200 миль (322 *км*) к Хаустону (Houston). Несколько богатых

месторождений разбросано вдоль антиклинали, параллельной этому сбросу.

Месторождение Эмилия (Amelia) в Техасе может быть приведено в качестве примера структуры данного типа, так как оно эксплуатируется некоторое время; результаты изучения структуры месторождения опубликованы Д. П. Олкоттом (D. P. Olcott)

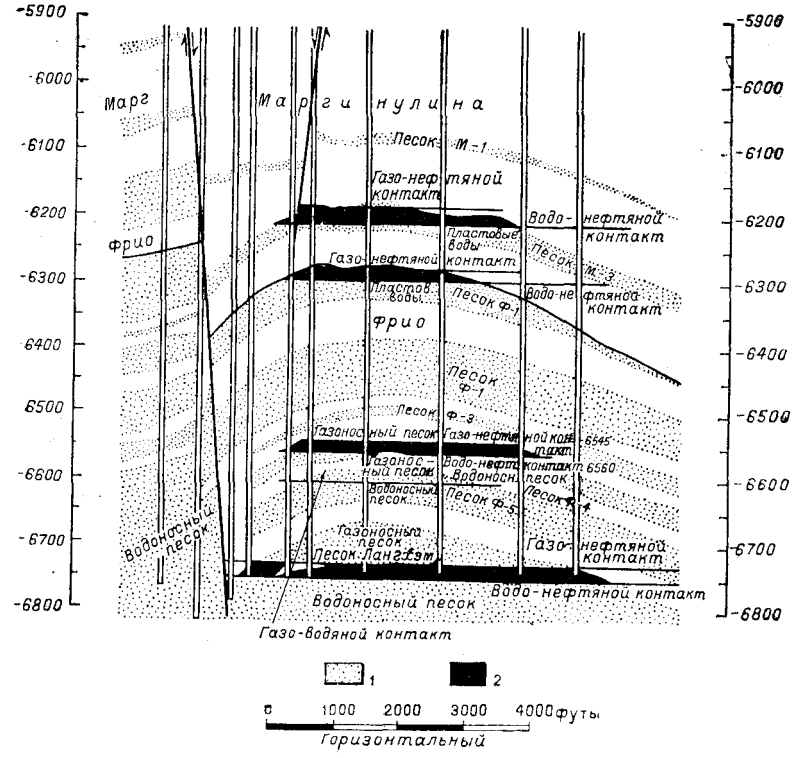


Рис. 7-11. Поперечный геологический разрез месторождения Эмилия, Техас. Положение этого разреза в плане показано на рис. 7-10. (Texas Bureau of Economic Geology).

1—песок; *2*—нефтяной песок.

(254) и Е. Д. Хаммером (E. J. Hammer) (136). На рис. 7-10 дана структурная карта месторождения со стратоизогипсами основного продуктивного песчаного горизонта. Продуктивными являются четыре песчаных горизонта в олигоцене. Амплитуда поднятия равняется приблизительно 400 футам (122 *м*); предполагают, что это поднятие образовалось в результате интрузии соли на большой глубине. На карте и геологическом разрезе

(рис. 7-10 и 7-11) видны положения нефтеносных, газоносных и водоносных зон в четырех продуктивных песчаных пластах относительно главного сброса и очень крутое падение пластов в сторону этого нарушения.

Смещение сводов складок на глубине

Первую скважину на антиклинали желательно задавать таким образом, чтобы она перспективный продуктивный горизонт проходила возле свода. Поэтому важно знать величину и направление любого смещения свода складки, которое может быть на глубине. В симметричных антиклиналях и антиклиналях с пологим падением своды складок на любой глубине, достигаемой бурением, как правило, располагаются почти под сводом, наблюдаемым на поверхности. У асимметричных антиклиналей с крутым падением осевая поверхность стремится разделить пополам угол, образованный пластами обоих крыльев. Смещение свода в складках данного типа может привести к тому, что поисковая скважина окажется далеко от свода на крутом крыле. В некоторых случаях нормальный сброс может перейти вверх во флексуру. Если падение пород на этой флексуре противоположно региональному, то образуется антиклиналь. Свод такой антиклинали во многих случаях на глубине смещается в сторону более крутого крыла складки.

Так как это смещение противоположно наблюдающемуся, как отмечалось выше, в асимметричных складках, то для успешных поисков необходимо знать, к какому типу относится разведываемая антиклиналь. Лучшим способом выяснения возможного направления смещения является использование данных о смещении сводов на аналогичных складках, развитых в том же районе. На рис. 7-2 дан пример влияния смещения оси на перспективность скважин, заложенных в разных точках.

В работах советских геологов приведены способы аналитического и графического определения величины необходимого смещения скважины.

Абрамович М. В. Поиски и разведка залежи нефти и газа. Азнефтьиздат, Баку, 1955.

Брод И. О., Фролов Е. Ф. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, М., 1957.

Глава 8

КОЛЛЕКТОРЫ

Природа коллекторов

Коллектором называется порода, способная продуцировать нефть, газ или воду. Как правило, порода, являющаяся коллектором, должна иметь достаточную мощность и поровое пространство, чтобы вмещать флюиды в больших количествах и обеспечивать свободное их перемещение в скважину, что возможно при достаточной пористости и проницаемости. Ввиду того, что для разных флюидов требуется разная проницаемость, одна и та же порода может служить коллектором для одного флюида и быть непригодной для коллектирования другого. Для предотвращения утечки нефти или газа на поверхность необходимо наличие пласта непроницаемых пород над коллекторами. Последнее, конечно, является условием, обязательным для ловушки, а не для коллектора.

Минимальная мощность продуктивного коллектора зависит от типа породы и природы пористости. Так, мощность продуктивного песчаника в 30 футов (9 *м*) является вполне достаточной для скважины со средним дебитом; иногда нефть добывается из коллектора мощностью всего лишь от 5 до 10 футов (1,5—3 *м*). При добыче нефти из трещин, мощность коллектора не имеет большого значения, так как обычно только незначительная часть разреза коллектора является продуктивной.

Значение пористости и проницаемости

Поры пород представляют собой пространства, не занятые твердым веществом. В коллекторах на глубине поровое пространство заполняется нефтью, газом или водой. У кернов, взятых из глубоких скважин, поровое пространство может быть заполнено воздухом, «сухой» или окисленной нефтью, битумами, а также гравитационной водой или водой, адсорбировавшейся на поверхности частиц породы.

Поровым пространством считаются также отверстия, заполненные парафином, асфальтом или «сухой» нефтью, а поэтому,

чтобы точно измерить пористость и проницаемость, необходимо до измерений удалить эти вещества с помощью органических растворителей. Величина пористости почти всегда выражается в процентах. Она равна отношению суммарного объема всех пор в породе к объему всей породы в целом, умноженному на 100. В песках все поровые промежутки сообщаются между собой, а в известняках, доломитах и песчаниках, содержащих некоторое количество цемента между зернами, часть пор может быть полностью изолирована. Очевидно, эти закрытые поры не влияют на добычу газа или нефти, и следовательно, если их не принимать во внимание при определении пористости, то можно будет точнее определить продуктивность породы.

Все поровое пространство породы в целом, включающее как закрытые, так и открытые поры, называется общей или абсолютной пористостью, а поровое пространство породы без закрытых пор называется эффективной пористостью. * Пористость, возникшая во время отложения осадков, как например, поровые промежутки между зернами песчаных пород, является первичной; вторичная пористость образуется в породе после ее формирования. В качестве примеров вторичной пористости можно привести каналы растворения и трещины, образовавшиеся в результате деформаций.

Методы измерения пористости

Метод Мелчера. А. Ф. Мелчер (A. F. Melcher) (230, 231) описал метод определения пористости песчаных пород, который является точным, однако требует много времени. Кроме того, для определения пористости этим методом необходимо располагать довольно сложной аппаратурой. По методу Мелчера удельный вес целого образца и удельный вес зерен или измельченной породы определяются путем взвешивания их в воздухе и в воде; при этом предварительно нефть и битуминозные вещества удаляются с помощью аппарата Сокслета.

$$\text{Пористость} = \frac{(\text{Уд. вес зерен} - \text{уд. вес образца})}{\text{Уд. вес зерен}} \times 100.$$

По методу Мелчера определяется общая или абсолютная пористость.

Метод Рассела. В 1926 г. У. Л. Рассел (W. L. Russell) (292) опубликовал описание метода, который включает использование для измерения пористости жидкий четыреххлористый ацетилен и специальный тип пикнометра, градуированные трубки которого отмечают как объем всего образца в целом, так и объем зерен.

* Такую пористость принято называть открытой пористостью. *Ред.*

Этот аппарат показан на рис. 8-1. Он состоит из 2 градуированных трубок *A* и *B*, которые одним концом соединяются с полостью *C*, а другим соединяются между собой и прикрепляются к конусообразному телу *D*. Пробка *E* плотно подогнана к стенкам конуса *D*. Если она занимает положение, указанное на схеме, то пространство *F* будет закрыто. Прибор сконструирован так, что объемы *C* и *F* приблизительно одинаковы.

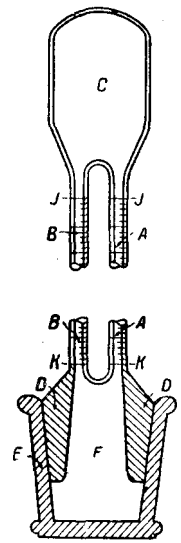


Рис. 8-1. Пикнометр Рассела для измерения пористости. (Градуированные трубки показаны не во всю длину).

Таким образом, если аппарат наполнить четыреххлористым ацетиленом до основания градуированных трубок, а затем опрокинуть, то уровень жидкости установится опять у основания трубок. Иначе говоря, нулевое деление располагается на шкале так, что если при положении прибора полостью *C* вниз уровень жидкости в последней будет у метки *J*, то после опрокидывания прибора уровень жидкости установится на делении *K*. Следовательно, если кусок породы, объем которого необходимо измерить, поместить в пространство *F*, то величину объема породы можно будет непосредственно прочитать на шкале трубок. В тех случаях, когда уровень жидкости не достигает точно основания градуированных шкал до и после опрокидывания, необходимо принимать во внимание поправки.

Так, если уровень жидкости в камере *C* достигает основания градуировки, а при опрокидывании прибора и переходе жидкости в камеру *F* уровень жидкости установится на делении 0,07 *см*^{3}, то число 0,07 следует вычесть из всех объемных измерений, производимых данным прибором. Это можно назвать поправкой к нулевому значению. Аналогично, если находящееся внизу пространство *C* заполняется жидкостью до определенного объема сверх основания градуировки, то этот объем также вычитается из показаний, полученных при измерениях в опрокинутом положении, т. е. когда пространство *F* находится внизу. Например, если поправка к нулевому показателю равна 0,07, уровень жидкости при положении камеры *C* внизу равен 0,05 *см*^{3} сверх основания градуировки и показание шкалы при помещении образца в камеру *F* равно 1,38 *см*^{3}, то объем образца равен 1,38—0,07—0,05 или 1,26 *см*^{3}.

Четыреххлористый ацетилен был выбран для этой цели благодаря тому, что он медленно испаряется, проникает в мельчайшие поры и невосприимчив по отношению к маслянистым компонентам. При использовании четыреххлористого ацетилена или

другой похожей жидкости для определения общего объема образцов, последние погружаются в жидкость до тех пор, пока не прекратится выход пузырьков, и высушиваются перед определением объема зерен. Вместо четыреххлористого ацетилена для определения общего объема У. Б. Гели (W. B. Gealy) (116) предложил использовать ртуть, и это гораздо удобнее, если пробка *E* будет очень плотно подогнана так, чтобы большой вес ртути не привел бы к отрыву пробки от стенок конуса *D*. Этот же самый прибор может применяться для определения общих объемов образцов и тогда, когда объемы зерен измеряются другими методами.

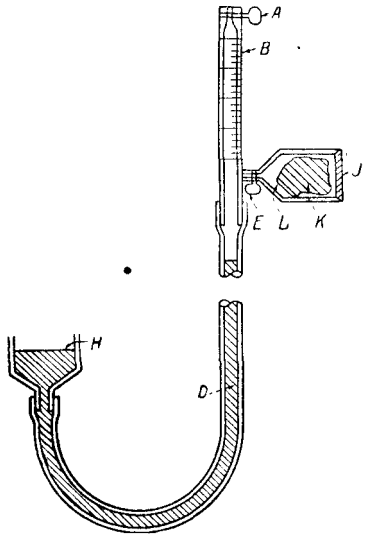


Рис. 8-2. Прибор для определения пористости по методу Стивенса.

Основные достоинства вышеописанных методов и аппаратуры заключаются в том, что, во-первых, используемые при этом материалы дешевы и транспортабельны и, во-вторых, определение объемов производится быстро. Главным источником возможных ошибок являются изменения температуры за время между взятием показаний с образцом и без образца. Для избежания этих ошибок рекомендуется при пользовании аппаратом одевать перчатки. Измерения необходимо производить в комнате с довольно постоянной температурой. Ясно, что определения не могут производиться на открытом воздухе или в палатке. Если принять все эти предосторожности, то измерения будут довольно точными и вполне пригодными для обычных целей. Подобным образом определяется общая или абсолютная пористость.

Метод Уошберн-Бантинга и метод, основанный на законе Бойля. В 1922 г. Е. Уошберн (E. W. Washburn) и Е. Н. Бантинг (E. N. Bunting) (379) описали методы определения пористости путем измерения давления газа и объемов. Схема модификации процесса измерения, предложенного Е. Уошберном и Е. Н. Бантингом, дана на рис. 8-2; этот аппарат очень похож на аппарат, описанный А. Б. Стивенсом (A. B. Stevens) (333). Верхний конец вертикальной градуированной трубки *B* может быть закрыт запорным краником *A*. Пространство *L*, объем которого известен и которое можно герметически закрыть крышкой *J*, связано

с трубкой *B* короткой трубочкой, которая закрывается краником *E*. Градуированная трубка *B* связана с открытой чашкой, наполненной ртутью *H*, при помощи резиновой трубки *D*.

Чтобы произвести измерение, образец *K* помещают в камеру *L*, которую закрывают крышкой *J*. Кран *E* закрывается, кран *A* открывается, а чашка *H* поднимается до тех пор, пока уровень ртути в трубе *B* не поднимется до краника *A*, вытесняя весь воздух из трубки *B*. После этого краник *A* закрывается, а чашка *H* опускается до тех пор, пока уровень ртути в ней не окажется значительно ниже уровня ртути в трубке *B* или в резиновой трубке *D*, создавая при этом частичный вакуум в *B*. Краник *E* затем открывается для того, чтобы выпустить воздух из камеры *L* в *B*, и затем закрывается опять. Теперь чашка *H* поднимается до тех пор, пока уровень ртути в ней не сравняется с уровнем в *B*, и затем величина объема воздуха в *B* при атмосферном давлении берется по градуированной трубке. Эти действия затем повторяются до тех пор, пока весь воздух не будет извлечен из *L* частичным вакуумом.

Сумма измеряемых объемов равна объему воздуха в пространстве *L* без образца плюс объем эффективной пористости. Общий объем образца может быть измерен каким-либо другим методом, например, тем, который был описан в последнем разделе. Если объем пространства *L* без образца обозначить *V*, общий объем образца *B*, а общий объем измеряемого воздуха *T*, то

$$\frac{T-(V-B)}{B}\times 100 = \text{пористость в } \%.$$

Практически рекомендуется для проверки брать цилиндрический керн, который почти полностью заполняет пространство *L*. Перед проверкой образец необходимо также тщательно высушить при температуре, равной 110° С.

Эффективную пористость можно также определить путем измерения изменения давления газа при выпуске его в камеры известного объема, в которых находятся образцы, подлежащие измерению; эти методы относятся к методам, основанным на законе Бойля. Такой метод описан в работе Д. Б. Тейлиэферо, Т. Б. Джонсона и Е. Д. Дьюиса (D. B. Taliaferro, T. W. Johnson and E. J. Dewees) (339). Они пришли к выводу, что лучшим газом, используемым в данном методе, будет гелий, так как он очень слабо абсорбируется. При использовании сухого воздуха, вследствие его абсорбции, получались ошибки от 0,2 до 0,5%. Методы, основанные на законе Бойля, применяются редко, так как они связаны с более сложной аппаратурой и тре-

буют больше вычислений, нежели метод Уошберна-Бантинга.*

Все методы, основанные на измерении объема извлекаемого газа или его давления вследствие абсорбции различных веществ, в частности влаги, допускают ошибки. Меры, принимаемые для устранения ошибок, во многих случаях не упоминаются в работах, где приводятся результаты измерения.

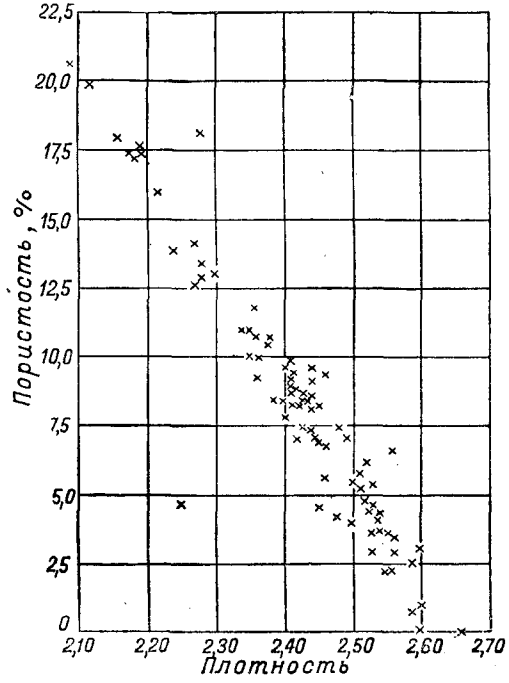


Рис. 8-3. Связь между пористостью и плотностью палеозойских песчаников Арканзаса. (По Branner A. A. P. G.).

Другим [помимо абсорбции] возможным источником ошибок является то, что не учитывается время, необходимое для медленной диффузии газа через некоторые мельчайшие поры. Так как наблюдается определенное увеличение пористости с уменьшением средней плотности, то приближенно пористость можно определять по измерениям плотности. Данные, полученные Д. Брэннером (G. C. Branner) (44), изображены графически на рис. 8-3.

Диаграмма показывает, что для каждого значения плотности, приведенной на схеме, колебания в значении пористости составляют несколько процентов. Поэтому там, где требуются точные определения величины пористости, этот метод не годится.

* Автор приводит не все существующие методы определений пористости пород. В частности, нет описания методов определения открытой и эффективной пористости. В практике нефтяных лабораторий СССР открытая пористость определяется по методу И. А. Преображенского, эффективная — по методу П. П. Авдусина и М. А. Цветковой. Полное описание применяемых методов определения пористости пород приводится в специальных руководствах (см. например, В. Д. Ломтадзе. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств песчаных и глинистых грунтов, Госгеолиздат, 1952), в учебных пособиях по физике пласта, нефтяной геологии и т. д. *Ред.*

Определение пористости глинистых пород

Точное определение пористости глинистых пород по данным их плотности и удельного веса составляющих минералов невозможно вследствие неясности минералогического состава и присутствия органического вещества. Применение обычных методов определения пористости к глинистым породам осложняется наличием у них свойства сжиматься при просушке и тенденции к абсорбированию в больших количествах жидкостей и газов. Конечно, если во всем к глинистым породам подходить одинаково, то, применяя обычные методы определения пористости, можно получить относительно правильные результаты. Однако при этом следует помнить, что получаемые результаты будут являться относительными величинами, а не абсолютными, до тех пор, пока не будут известны ошибки, возникающие вследствие абсорбции и усыхания.

Точность измерения пористости. Пористость не только в отдельных слоях пород, но даже в разных частях одного и того же пласта настолько меняется, что для выяснения действительной пористости лучше провести ряд приближенных определений, чем ограничиться единичным, хотя и очень точным измерением. По этой причине методы, позволяющие производить измерения быстро, хотя и не очень точно, являются более пригодными, чем методы, дающие в высшей степени точные результаты, но требующие большого количества времени для каждого отдельного измерения. Тем не менее, средняя величина, получаемая в результате ряда определений, будет приближаться к истинной, только в том случае, если результаты отдельных определений будут колебаться около истинной величины.

Таким образом, наиболее серьезные источники ошибок, вероятно, кроются в причинах, вследствие которых результаты всех измерений то завышаются, то оказываются слишком низкими и которые нельзя устранить даже при проведении большого количества измерений, производимых одним и тем же методом. Как уже говорилось, влияние абсорбции жидкостей и газов, сжимание при просушке и уплотняющие давления, действующие в коллекторах, могут породить ошибки, приводящие к завышению или занижению результатов. Некоторые из этих ошибок могут быть обнаружены при сравнении результатов определений, произведенных различными методами, но, конечно, не следует ожидать, что определения абсолютной и эффективной пористости будут сходиться.

К. Е. Барнс (K. E. Barnes) (15) произвел измерения абсолютной и эффективной пористости у 18 образцов, в результате чего получил среднюю разницу в 0,88%. С. Д. Коберли (C. J. Co-

berly) и А. Б. Стивенс (A. B. Stevens) (66) определили абсолютную и эффективную пористость у 5 образцов песчаника и обнаружили разницу в 4,68%. Из всего сказанного вытекает, что необходимо тщательное исследование точности и погрешностей всех методов определения пористости. *

Измерение проницаемости

Проницаемость определяет степень легкости, с которой флюиды протекают через вещество. Для одинакового перепада давлений скорость протекания пропорциональна проницаемости. За исключением тех случаев, когда твердые вещества сами по себе являются проницаемыми, проницаемость не может существовать без пористости, так как только при наличии пористости возможно существование отверстий, через которые двигается флюид. Однако пористость может существовать без проницаемости в том случае, когда поры не сообщаются друг с другом. Если же поры сообщаются между собой, то проницаемость определяется главным образом теми порами, которые имеют минимальные размеры; при наличии в породе небольшого числа крупных пор, трещин или каналов, она будет обладать огромной проницаемостью при незначительной пористости.

Единицей измерения проницаемости является дарси. Порода обладает проницаемостью в 1 *дарси,* когда в 1 сек. 1 $см^3$ флюида с вязкостью в 1 единицу (в сантипуазах) протекает через участок длиной в 1 *см* с поперечным сечением 1 $см^2$, при разнице в давлении на противоположных концах образца равной 1 *атм.*

Если P — проницаемость в дарси; F — объем жидкости в $см^3$ в 1 сек.; V — вязкость жидкости в сантипуазах; L — длина образца в направлении течения в сантиметрах; C — поперечное сечение образца в квадратных сантиметрах; D — разница в давлении между концами образца в атмосферах, то

$$P = \frac{FVL}{CD}.$$

Течение должно быть нетурбулентным, и в образце должен находиться только один флюид. Если в образце содержится вода, то проницаемость по отношению к воздуху или нефти значительно уменьшится. Проницаемость определяется путем измерения скорости протекания флюида (обычно сухого воздуха) под известным давлением через образец породы, предварительно зацементированного в контейнер. Дарси является слишком крупной единицей, что не всегда удобно в практике; чтобы избежать при выражении проницаемости в дарси дробных чисел, как правило, употребляют миллидарси, что составляет 1/1000 *дарси.* *

* Такая работа проведена в СССР. О точности различных методов определения пористости пород см.: Ф. И. Котяхов, Б. Ф. Ремнев и Н. П. Буторин. Анализ кернов нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, М.—Л., 1948, стр. 21—50. *Ред.*

Связь между пористостью и проницаемостью

Только совсем недавно многим нефтяникам стало ясно различие между пористостью и проницаемостью, и вполне вероятно, что в ранней геологической литературе термин «пористость» часто употреблялся там, где имелась в виду проницаемость. Так как легкость протекания флюидов через породы, как правило, возрастает с увеличением пористости, можно предполагать, что существует определенная зависимость между пористостью и проницаемостью.

На рис. 8-4 из работы Г. Э. Арчи (G. E. Archie) (7) показана зависимость между пористостью и проницаемостью в различных типах коллекторов. Следует заметить, что для пористости взята арифметическая шкала, а для проницаемости — логарифмическая.

Линии изображают общее или среднее соотношение для различных горизонтов и толщ, а точки, кружки, треугольники и квадраты выражают результаты отдельных измерений. Даже для одного и того же горизонта имеются значительные колебания значений проницаемостей при одной и той же пористости (в одном случае от 70 до 1000 *миллидарси*). Однако несмотря на такое разнообразие для каждого горизонта или свиты с увеличением пористости наблюдается определенное закономерное возрастание преобладающей или средней проницаемости. Если провести сравнение между пористостью всех видов пород и соответствующей проницаемостью, то выявленное соотношение будет очень незначительным. Ясно, что, располагая данными только о пористости, невозможно сделать какое-либо точное предположение относительно проницаемости. Например, как показывает диаграмма, при пористости, равной 21%, проницаемость может варьировать от 0,2 до более, чем 50000 *миллидарси.* **

* К сожалению, автор не приводит описания применяемой в США методики определения проницаемости пород. Применяемая в нефтяных лабораториях СССР методика определения проницаемости описана в работе: Ф. И. Котяхов, Б. Ф. Ремнев и Н. П. Буторин. Анализ кернов нефтяных месторождений, Гостоптехиздат, М.—Л., 1948, стр. 53—84 и в других руководствах. *Ред.*

** Очевидно, это опечатка, так как по графику не от 0,2, а от 2 *миллидарси. Ред.*

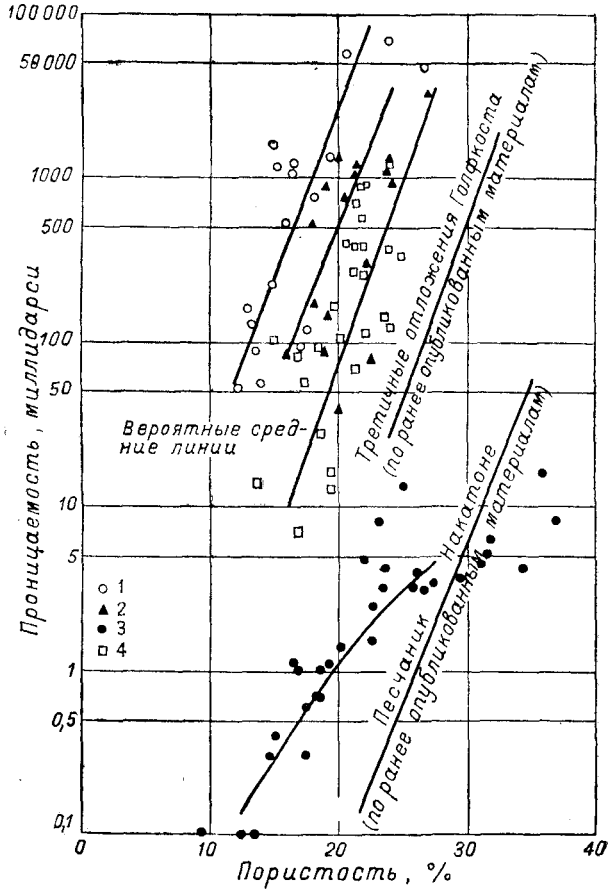


Рис. 8-4. Связь между пористостью и проницаемостью. (По Archie A. A. P. G.).

1 — оолитовый известняк; *2* — Палакси; *3* — Девон; *4* — Уилкокс.

Связь между пористостью и проницаемостью и продуктивностью нефтяных и газовых горизонтов

Большинство песчаных пород, слагающих продуктивные горизонты, имеют проницаемость, колеблющуюся в пределах от 20 или 30 *миллидарси* до 1 *дарси*. Проницаемость некоторых песчаных горизонтов иногда превышает 1 *дарси*. Низшего предела промышленная продуктивность нефтеносных песчаников достигает при проницаемости в несколько миллидарси. При такой низкой проницаемости крепкие песчаники обычно искусственно делаются трещиноватыми торпедированием с помощью нитроглицерина или какого-либо другого аналогичного взрывчатого вещества. * Прежде продуктивные горизонты в известняках и доломитах с низкой проницаемостью также торпедировались, теперь же для повышения проницаемости, их подвергают обработке кислотой.

Очевидно, проницаемость песчаных пород в значительной степени зависит от мельчайших зерен, заполняющих промежутки между более крупными зернами. Проницаемость приблизительно пропорциональна квадрату диаметра зерна, а поэтому крупность зерен оказывает большое влияние на величину проницаемости. ** Многие песчаные породы сцементированы органогенным или глинистым материалом, и поэтому они не способны давать нефть и газ в промышленных количествах. Несмотря на то, что некоторые глинистые породы обладают высокой пористостью, их проницаемость является очень низкой, и они, как правило, не являются продуктивными.

По данным А. Ф. Мелчера (A. F. Melcher) (231) низший предел пористости продуктивных песчаников определяется 12—14%. Вследствие малой вязкости газа, его можно добывать из пород, проницаемость которых является слишком низкой для нефти.

Пористость у разных видов известняков и доломитов настолько разнообразна, что назвать цифры для определения низших пределов продуктивности горизонтов этих пород было бы довольно трудно. Там, где нефть двигается по открытым каналам растворения или трещинам, основная масса породы может быть практически лишена пористости, и вся добываемая нефть может поступать из этих крупных отверстий. Возможны также случаи, когда порода в большей своей части содержит нефть, однако при отсутствии трещин промышленная добыча невозможна вследствие очень слабой проницаемости.

Присутствие открытых трещин способствует продвижению нефти из породы с малой проницаемостью в скважину, так как трещины значительно увеличивают площадь, с которой нефть поступает в скважину и уменьшают расстояние, проходимое нефтью в породе на пути к ней. Как указывает Г. С. Гибсон (H. S. Gibson) (119), примером подобной породы является известняк Асмари (Asmari) в месторождении Масжид-и-Сулейман (Masjid-i-Sulaiman). Основная масса известняка имеет очень низкую проницаемость, и нефть двигается, главным образом, по трещинам, имеющим ширину от 1/50 до 1/5 дюйма (0,5 до 5 *мм*).

---

* Значительно лучшие результаты, чем торпедирование, может дать метод гидравлического разрыва пластов. *Ред.*

** Ф. Д. Петтиджон в руководстве по осадочным породам (Sedimentary Rocks, 1949) дает формулу зависимости величины проницаемости от диаметра зерен. *Ред.*

Следует отметить, что большие притоки нефти возможны также и из небольших трещин. П. Д. Джонс (P. J. Jones) (179) указывает, что проницаемость гладкой трещины шириной в 0,01 дюйма (0,25 *мм*) может равняться 5 400 000 *миллидарси*.

Распознавание коллекторов

Распознавание коллекторов имеет исключительно большое значение при оценке перспектив газо- и нефтеносности как новых площадей, так и неизученных или частично изученных отложений. При отсутствии в районе или в какой-либо толще зон с пористостью и проницаемостью, обеспечивающих притоки газа и нефти, добыча последних становится невозможной. Породы обычно доступны для наблюдения только на поверхности или в скважинах, поэтому подходящие горизонты могут отсутствовать в точках наблюдений и, наоборот, присутствовать в местах, где не велось бурение. Тем не менее, присутствие или отсутствие коллекторов в местах, где возможно изучение характера пород, дает очень важные данные относительно перспектив нефте- и газоносности.

Если исследуемые отложения пройдены скважинами, то разрезы этих скважин указывают (но могут и не указать), из каких встреченных горизонтов возможно получение притоков нефти и газа. Все нужные сведения могут быть получены из отчетов о добыче нефти или газа, из описаний встречаемых притоков, кернов, проб, шламма, хода бурения и диаграмм электро-, радио- и нейтронного кароттажа. При канатном бурении о количестве возможных продуктивных пластов можно судить по количеству встреченных водоносных горизонтов, так как если порода является достаточно проницаемой для воды, то, как правило, она будет являться продуктивной и для нефти и газа. К сожалению, наличие этих водоносных горизонтов часто не фиксируется в буровых журналах.

По взятым пробам при вращательном бурении не всегда можно определить, достаточна ли пористость и проницаемость проходимых горизонтов для того, чтобы они являлись коллекторами. В тех случаях, когда можно отобрать керн, проверка пород на пористость и проницаемость с целью определения возможности получения из них притоков нефти производится по кернам. Электрические, радиоактивные и нейтронные разрезы не дают прямых указаний относительно того, могут ли вскрытые скважиной породы продуцировать нефть и газ, но во многих случаях в комплексе с другими данными выясняется возможность получения притоков нефти и газа из этих пород.

Если бы вблизи поверхности не действовал такой фактор, как выветривание, то коллекторские свойства пород можно было бы

очень просто определять по поверхностным обнажениям. Обычно выветривание сильно увеличивает пористость и проницаемость пород, и поэтому трудно сказать, будут ли пористость и проницаемость, обнаруженные на поверхности, сохраняться в такой же мере и на глубине. Так, вблизи поверхности известковистые песчаники, вследствие растворения кальцита, являются особенно мягкими и пористыми. * К счастью, во многих случаях, для того чтобы определить, являются ли обнаженные породы подходящими коллекторами, наблюдения, проведенные на поверхности, можно рассматривать в комплексе с данными по подземным выработкам. Так, на Голфкосте в Техасе, где песчаные породы как правило, являются несцементированными, почти все чистые разности песчаных пород в разрезе кайнозоя могут быть коллекторами.

Типы пород, которые могут быть коллекторами нефти и газа

Терминология. Еще при разработке первых нефтяных скважин бурильщики канатного бурения в Аппалачском районе заметили, что все породы, продуцирующие нефть и газ, по буримости сходны с песком. Поэтому нефте- и газопродуктивные породы были названы ими «песками» (sands), независимо от того, являлись ли они песчаниками, известняками или доломитами. Эта терминология сохранилась по настоящее время и термин «нефтяной песок» не всегда означает, что порода является песчаной; он просто указывает, что порода продуцирует нефть.

Песчаные породы. ** Песчаные породы, известняки и доломиты являются наиболее распространенными типами коллекторов; из них получается большая часть добываемых нефти и газа. Глинистые породы являются коллекторами для газа, но не для нефти. Наиболее важными коллекторами и для нефти и для газа

---

* Иногда наблюдается и обратная картина: породы, рыхлые на глубине, у дневной поверхности становятся сцементированными вследствие отложения солей при испарении грунтовых вод. Примером этому являются песчаные породы «свиты перерыва» плиоценовой продуктивной толщи Азербайджана.

Изучение коллекторских свойств пород, обнажающихся на поверхности, хотя и не всегда позволит решить вопрос о наличии или отсутствии коллекторов в разрезе, что подчеркивает У. Л. Рассел, однако оно может оказать существенную помощь в выяснении закономерностей изменения коллекторских свойств по площади, что имеет большое значение для определения перспектив нефте-газоносности новых районов и площадей. *Ред.*

** Автор употребляет термин «песчаники» — «sandstones» как собирательный, понимая под ним не только сцементированные разности, а вообще все песчаные породы. Поэтому в дальнейшем изложении слово «sandstones» в большинстве случаев переводилось как «песчаные породы» и лишь когда имеются определенные указания (о цементе, крепости и т. д.) — как «песчаники». *Ред.*

являются, безусловно, песчаные породы. Они, как правило, являются хорошими коллекторами, если не слишком плотно сцементированы, не слишком глинистые, если их структура не очень тонкозерниста, и они обладают достаточной мощностью. В горизонтах, в которых песчаные породы не переслаиваются с глинистыми или плотными жесткими прослойками, они по всей своей мощности над водо-нефтяными или газо-нефтяным контактами могут дать нефть или газ. Пористость продуктивных песчаных пород достигает 35%, однако ясно, что часть порового пространства продуктивных горизонтов над водоносной зоной занята ископаемой водой. Обычно оценка возможного извлечения нефти из песчаных пород основывается на количестве баррелей (тонн) на площади в 1 акр и мощности 1 фут. *

Оценка количества нефти, которое возможно извлечь с определенной площади, может базироваться на результатах добычи нефти из аналогичных пород данной нефтеносной площади или же на данных о пористости, проницаемости, насыщения нефтью и количестве ископаемой воды, полученных при анализе кернов. Геологические разрезы через продуктивные зоны могут составляться по данным электрокароттажа и по результатам анализов кернов. Они показывают, как пористость и проницаемость коллекторов значительно изменяются от слоя к слою. Многие из коллекторов прерываются одним или несколькими прослоями глинистых пород, которые могут быть линзовидными или протягиваться через всю залежь, разделяя песчаный коллектор на отдельные части. Как сообщает Д. Б. Уортон (J. B. Wharton) (382), карты изопахит, изображающие абсолютную мощность песчаных пород и мощность нефте-газоносной зоны, помогают в оценке запасов и при проектировании наиболее оптимальной эксплуатации. **

Известняки и доломиты. Большинство известняков и доломитов, развитых в стратиграфических разрезах, обладает слишком небольшими величинами пористости и проницаемости, чтобы служить коллекторами нефти и газа. В первый этап образования многие известняки и доломиты, несомненно, обладали значительной пористостью и проницаемостью, так как зерна и обломки раковин, из которых они состоят, не плотно прилегают друг к другу.

* Автор вводит понятия акр-фут, под которым подразумевается объем пласта мощностью в 1 фут, распространенного на площади в 1 акр. Ввиду того, что введение этой единицы не вызывается необходимостью (так как все можно приводить к обычным единицам объема) и осложняет вычисления, мы опускаем эти расчеты. *Ред.*

** При изучении нефтяных месторождений, помимо карт мощностей нефтеносных горизонтов, у нас принято строить карты изменчивости литологического состава коллекторов, карты цементации, карты водо-нефтяных контактов, карты равных сопротивлений по электрокароттажу, карты изменчивости пористости и проницаемости и т. д. *Ред.*

Однако вследствие растворимости карбонатов эта первоначальная пористость вскоре исчезает, очевидно, потому, что кальцит растворяется в местах контакта зерен и отлагается на поверхности, где давление значительно меньше.

Пористость известняков и доломитов бывает трех видов: первичная пористость, пористость, возникшая вследствие растворения, и пористость, образовавшаяся в результате трещиноватости. Первичная пористость известняков и доломитов встречается в виде поровых пространств между зернами; чаще это мелкие поры, реже — крупные. Однако довольно трудно определить, какая часть этой мелкой пористости является первичной, так как пористость увеличивается при растворении. Известняки и доломиты с оолитовой текстурой во многих случаях могли бы быть хорошими коллекторами, но оолитовые породы часто являются непроницаемыми из-за того, что пространство между оолитами заполняется цементирующим материалом.

Как известняки, так и доломиты могут быть пористыми в результате трещиноватости; однако, межзерновая пористость более распространена в доломитах, чем в известняках. * По этой причине доломиты сравнительно с известняками гораздо чаще являются коллекторами нефти в свитах, не деформированных настолько сильно, чтобы стать трещиноватыми. Помимо трещин, пустоты в породах, продуцирующих нефть, могут вырьировать в размерах от величины булавочной головки до подземных пещер. Не всегда можно обнаружить переход по простиранию в коллекторе от известняков к доломитам, а также то, что пористыми являются только доломиты. Известняки и доломиты часто имеют пустоты и поры, изолированные друг от друга и, следовательно, не влияющие на коллекторские свойства этих пород. Пористость известняков и доломитов по сравнению с песчаниками является более неправильной и непостоянной и скважины из известняков дают, в среднем, нефти меньше, чем скважины из песчаных пластов такой же мощности.

Изверженные и метаморфические породы. Хотя изверженные и метаморфические породы являются второстепенными коллекторами нефти и газа, они все же представляют определенный интерес. Любая пористая и проницаемая изверженная порода, залегающая вместе с осадочными образованиями может стать коллектором благодаря насыщению ее нефтью, мигрировавшей из этих осадочных отложений. Случаи добычи нефти и газа из изверженных и метаморфических пород довольно редки, потому что эти породы большей частью не обладают достаточной проницаемостью, а если и являются проницаемыми, то обычно не распо-

* По мнению некоторых исследователей пористые доломиты образуются при доломитизации известняков. *Ред.*

лагаются вблизи подходящих материнских пород и не образуют хорошей ловушки для нефти и газа. Примерами залегания нефти в изверженных породах являются месторождение Тролл в Техасе (Thrall), описанное Е. Х. Селлардсом (E. H. Sellards) (310) и месторождение Фэрберо (Furbero) в Мексике, описанное Ю. Де Гольером (E. De Golyer) (79). В месторождении Тролл и аналогичных месторождениях в той же части Техаса нефть встречается в серпентинитах, образовавшихся из измененных базальтов, излившихся на дно мелководного Верхнемелового моря, а в месторождении Фэрберо нефть залегает вблизи верхнего контакта диабазового силла с осадочными породами.

Более значительная добыча нефти производится из пород кристаллического основания непосредственно ниже поверхности несогласия, там, где кристаллические породы контактируют с нефтематеринскими осадками. Метаморфические и изверженные породы стали пористыми и проницаемыми в результате процессов выветривания, протекавших в то время, когда они находились на поверхности до погребения их под осадками. Продуктивными могут являться также трещины, возникшие при образовании сбросов и складок. В районах, где кристаллические породы находятся на поверхности, грунтовая вода обычно добывается с небольшой глубины в скважинах, что указывает на значительную пористость и проницаемость этих пород там, где имело место выветривание.

Добыча нефти и газа из трещиноватых пород

Любая достаточно жесткая и хрупкая порода может иметь трещины, появившиеся в ней при деформации. Как правило, трещиноватость чаще всего развита на антиклиналях, потому что они подверглись сильной деформации, и силы растяжения, действующие вдоль их осей, способствуют образованию открытых трещин. В известняках и доломитах трещины обычно «залечены» отложениями кальцита. В этих породах нередко трещины сбросов и трещины складок заполняются слегка окрашенным кальцитом, хорошо заметным в обнажениях известняков. По не совсем ясным причинам некоторые трещины не выполнены отложениями кальцита, благодаря чему они сообщаются между собой и нередко являются путями движения нефти и газа. Притоки нефти и газа из трещин могут давать известняки, доломиты, меловые породы, глинистые и кремнистые сланцы, новакулиты и другие кремнистые разности и изверженные и метаморфические породы. Более хрупкие породы в большей степени подвержены образованию трещин и, конечно, чем сильнее деформирована порода, тем интенсивнее ее трещиноватость.

В целом ряде крупных и важных месторождений нефть добывается из трещин и, по всей вероятности, в будущем добыча из

трещинных коллекторов будет возрастать. Однако в центральной и восточной частях США добыча из трещин невелика, что объясняется, главным образом, слабой деформацией продуктивных пластов. Недавно в Западном Техасе были обнаружены значительные залежи нефти в известняках и кремнистых породах среднего и нижнего палеозоя, в частности, в известняке Эллленбергер (Ellenberger) (ордовик). В Пануко (Panuco) или северном нефтяном районе, возле Тампико (Tampico), Мексика, добыча нефти ведется из трещиноватых известняков мелового возраста. По данным Г. С. Гибсона (119) в месторождении юго-западного Ирана Масжид-и-Сулейман, которое вплоть до 1948 г. дало 920 млн. баррелей (124 млн. *т*) нефти, последняя добывается из трещиноватых известняков.

Продуктивный пласт — известняк Асмари (верхний олигоцен — нижний миоцен) имеет межзерновую пористость от 1 до 10% (в среднем, несколько процентов). Нефть пропитывает большую часть пористых пород, однако, проницаемость при отсутствии трещин является слишком недостаточной для получения промышленных притоков. Небольшая добыча нефти в течение долгого времени ведется из неглубоко залегающих трещиноватых ордовикских известняков юго-восточной части Кентукки и прилегающих частей Тенесси и Вирджинии. По данным У. С. Эгглстона (W. S. Eggleston) (100) в Калифорнии из трещин получают около 6% всей добываемой нефти или 55 000 баррелей (7432 *т*) в сутки. Из этого количества 15 000 баррелей (2027 *т*) в сутки приходится на долю пород фундамента, состоящих из кристаллических сланцев и других метаморфических пород. Общее количество нефти, полученной в Калифорнии из трещиноватых кремнистых коллекторов, достигает 185 млн. баррелей (25 млн. *т*). Некоторые виды глинистых пород с органическим веществом * дают значительное количество газа, о чем говорится в следующем разделе. Нефть из этих пород, очевидно из их трещин, добывается в меньших количествах.

Во многих нефтяных и газовых месторождениях глинистые породы являются слишком мягкими и пластичными, вследствие чего их трещиноватость является недостаточной для продуцирования нефти, а при отсутствии трещин они, конечно, являются непроницаемыми. Наиболее крупным месторождением, в котором нефть получается из глинистых пород, является месторождение Флоренс (Florence) Кэнон Сити в Колорадо, описанное Р. К. Де Фордом (R. K. De Ford) (76) и Р. Л. Хитоном (R. L. Heaton) (147), давшее до 1936 г. более чем 13 млн. баррелей (1,8 млн. *т*). По данным Ф. У. Клэппа (F. G. Clapp) (62)

---

* Автор употребляет термин (organic shale —) «органическая глина», сланцеватая глина. *Ред.*

добыча нефти в небольших количествах из верхнемеловых глинистых пород ведется на нескольких месторождениях в районе Скалистых гор.

Добыча газа из угля и битуминозных сланцев *

Исходя из имеющихся в нашем распоряжении данных, хотя и не вполне проверенных, можно предполагать, что такие твердые органические породы, как уголь и битуминозные сланцы, являются коллекторами в некоторых газовых месторождениях, имеющих подчас большое экономическое значение. Наиболее крупное газовое месторождение, в котором коллектором являются битуминозные сланцы, находится в восточной части Кентукки и смежных частях Западной Вирджинии, где добыча газа ведется из сланцев Чэттенуга, верхнедевонского или нижнемиссисипского возраста. Геология этого района описана К. Д. Хантером (C. D. Hunter) (169).

В работе Г. Чарльза и Д. Пейджа (H. H. Charles and J. H. Page) (56) дано описание добычи газа из сланцев в восточном Канзасе, где неглубокие, небольшие, но долгоживущие скважины располагаются в черных битуминозных сланцах пенсильванского возраста. Черные битуминозные сланцы девонского или нижнемиссисипского возраста дают небольшие количества газа в зоне, простирающейся вдоль южного побережья озера Эри (Erie) вблизи Кливленда, Огайо, через северо-западную Пенсильванию в штат Нью-Йорк. Добыча газа из угля во время разработок достигает значительных размеров, хотя при этом газ редко утилизируется. П. Прайс и А. Д. Хедли (269) утверждают, что количество газа, выделяющегося в угольных шахтах Западной Вирджинии, достигает таких же размеров, как и добыча природного газа из скважин.

По данным П. Прайса и А. Д. Хедли, при давлении в 10 *атм* объемное содержание метана в некоторых углях превышает в 10 раз объем угля. Другими словами, при давлении в 10 *атм* в угле содержится столько метана, сколько находилось бы в пространстве такого же объема, если бы уголь отсутствовал, и это пространство было бы занято исключительно одним метаном, при данном давлении. Как показали микроскопические исследования, уголь не содержит трещин и заметного порового пространства, вследствие чего газ находится в твердом веществе угля и, следовательно, уголь должен обладать некоторой газопроницаемостью для того, чтобы газ при изменении давления имел возможность выделяться или, наоборот, проникать в уголь.

О физических свойствах газоносных битуминозных сланцев известно меньше, однако следующие факты позволяют предполагать, что органическое вещество битуминозных сланцев ведет себя таким же образом, как уголь: 1) объем получаемого газа значительно превышает возможный объем трещин и открытых пор сланцев; имеется в виду эффективная пористость; 2) притоки газа как из углей, так и из битуминозных сланцев, небольшие, особенно вначале, но газ получается в течение продолжительного времени; 3) как природные, так и образующиеся в результате взрыва искусственные трещины резко повышают притоки газа из углей и битуминозных сланцев и, очевидно, они необходимы для того, чтобы притоки газа из сланцев достигли промышленного уровня; 4) за исключением трещин, которые возникают или увеличиваются при образовании складок или сбросов, притоки газа не связаны с тектоникой, а зависят от химических или физических свойств пород.

* В оригинале — organic solids. *Ред.*

По данным К. Хантера (169) сланец Чэттенуга является основным газопродуктивным горизонтом в восточной части газового месторождения Кентукки, являвшегося наиболее важной газоносной площадью в районе, расположенном восточнее реки Миссисипи. До торпедирования притоки газа настолько незначительны, что даже при канатном бурении бурильщики не могут их обнаружить. После торпедирования нитроглицерином интервала разреза битуминозных сланцев мощностью около 500 футов (150 *м*), притоки газа возрастают более, чем на 500%. Средний начальный суточный дебит после торпедирования достигает около 500 000 куб. футов (14 000 $м^3$).

По всей вероятности, существуют битуминозные сланцы, способность которых давать газ не была замечена при вскрытии их бурением. Даже в скважинах канатного бурения можно пройти мимо выходов газа в этих сланцах, или не понять их особенностей; а при вращательном бурении признаки нефти или газа, очевидно, будут еще менее заметными. В соответствии с вышесказанным можно думать, что разработка методики определения промышленных нефтяных и газовых коллекторов в битуминозных сланцах по выходам, пробам и кернам представляет собой перспективное поле для научных исследований. Предположение о том, что газ содержится в твердом органическом веществе с низкой, но довольно заметной проницаемостью, до некоторой степени объясняет наблюдающиеся факты; однако нельзя считать эту проблему полностью решенной. Вполне возможно, что какая-либо другая теория будет более соответствовать фактам.

Происхождение пористости в известняках и доломитах

Пористость в известняках и доломитах может быть первичной, т. е. существовавшей в породе еще до их погребения, может возникнуть при растворении или образоваться в результате трещин, деформации. Известно, что многие нефтяные и газовые

месторождения обязаны своим существованием образованию и развитию каналов растворения, возникших в процессе поднятия пород над уровнем моря. Такого рода месторождения обнаружены в пермском известняке Сан Эндрис (San Andres) в Западном Техасе в юго-восточной части Нью-Мексико; сюда же относится месторождение Уэст Эдмонд в Оклахоме.

В некоторых случаях известняки содержат огромные, не связанные между собой пустоты, большие размеры которых совершенно ясно указывают на то, что они не являются первичными. В других случаях, как например, в северных месторождениях провинции Веракруц (Veracruz) в Мексике, а также в продуктивном известняке в Асмари в Иране, нефть поступает из трещин, образовавшихся в результате деформации. В подобных случаях происхождение пористости ясно. Но если нефть поступает из небольших пор между зернами или из промежутков между сферолитами оолитового известняка, то определение происхождения пористости представляется делом довольно трудным потому, что в этом случае возможно как первоначальное существование пор, так и их образование при растворении. Часто пустоты имеют формы, указывающие на невозможность их существования в период отложения известняков. Они могут, например, иметь форму ископаемых раковин. Во многих случаях также пористость имеется только там, где первоначальный известняк превратился в доломит, что дает основание предполагать, что образование пористости шло одновременно и, вероятно, было обусловлено, теми процессами растворения, которые вызвали доломитизацию. * С другой стороны, вполне возможно, что наличие, по крайней мере, едва заметной пористости и проницаемости могло способствовать развитию путем растворения дополнительной пористости, так как воды, растворявшие породу и образовавшие новые поры, проникали в породу по старым порам. В пористых оолитовых известняках, возможно с небольшими изменениями сохранилась первоначальная пористость.

* Проблема условий формирования доломитов является весьма сложной. По этому вопросу существуют самые различные теории, сущность которых изложена в сборнике статей: Типы доломитовых пород и их генезис. Труды Геологич. инст. АН СССР, вып. 4., М., 1956. *Ред.*

Глава 9

КЛАССИФИКАЦИЯ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА

О значении классификации

Удовлетворительная классификация нефтяных и газовых залежей необходима не только для их описания — она помогает также вести правильно поиски и разработку месторождений. Неверное представление о типе ловушки, в которой встречено скопление нефти, приводит к излишне большому числу неудачных («сухих») скважин, бурящихся с целью оконтурить залежь после ее открытия, а также к излишнему количеству «диких кошек», * бурящихся при поисках других, сходных залежей. Если перспективное месторождение открыто в новом районе, то поиски других нефтяных месторождений предпринимаются почти всегда поблизости от открытого месторождения, и до тех пор, пока не определен тип структуры, в которой залегает нефть, эти поиски производятся вслепую.

Факты, которые кладутся в основу классификации, должны, безусловно, браться из полевых данных [наблюдений в природе]. Правильная классификационная система помогает разведчикам распознавать типы структур, так как она нацеливает внимание на черты различия между разными типами. Нефтяные залежи одного и того же типа встречаются обычно в определенных районах и в определенных геологических условиях, знание которых часто бывает достаточным для того, чтобы составить верное представление о вероятном типе могущих быть здесь структурных ловушек. Выяснение характера одной обнаруженной ловушки с нефтью имеет большое значение, так как облегчает поиски аналогичных залежей в том же районе. Кроме того, знание всего разнообразия возможных типов нефтяных залежей является определенной гарантией против преждевременного ухода с данного нефтеносного района.

* См. разъяснение редактора на стр. 9.

О возможных принципах классификации

При классификации нефтяных и газовых ловушек выбор правильной основы или принципа классификации является, безусловно, делом огромной важности. В прошлом за основу классификации брались поверхностная тектоника, структура недр и стратиграфические изменения * в типах пород или изменения пористости продуктивных горизонтов. Общепризнано, что одни скопления нефти и газа обязаны структурно-тектоническому фактору, другие — стратиграфическим изменениям, а третьи — и тому и другому вместе. Таким образом, совершенно ясно, что стратиграфия и тектоническая структура являются наиболее важными основами для классификации нефтяных и газовых залежей.

Любой процесс или условие, которое оказывало большое влияние на миграцию нефти и газа или на образование ловушек, или на сохранение в них нефти и газа может быть взято за основу классификации. Другие принципы классификации, хотя и не являющиеся столь существенными или полезными, как стратиграфические и структурно-тектонические критерии, также должны учитываться, так как они направляют внимание на те факторы, которые в противном случае могли бы быть упущены. В основу классификации нефтяных и газовых залежей можно положить, например, происхождение пор или пустот, в которых скапливаются углеводороды (об этом уже говорилось в предыдущей главе). Другая классификация, рассматриваемая ниже, основана на соотношении газа, нефти и воды в резервуаре.

Перед рассмотрением отдельных, частных сторон проблемы целесообразно отметить некоторые основные положения общепринятых классификаций. Прежде всего, бесспорным надо считать положение, что скопления нефти и газа могут встречаться в зонах, обладающих пористостью, в зонах, которые отделены непроницаемыми или почти непроницаемыми породами, препятствующими удалению из этих зон в каком-либо направлении слишком больших количеств нефти и газа. Очевидно, что изолирующие отложения не всегда являются абсолютно непроницаемыми для нефти и газа, так как их выходы встречаются иногда в изобилии над нефтяными и газовыми залежами. Ясно, что в подобных случаях имеет место медленная утечка углеводородов, по всей вероятности, по трещинам отдельности и нарушений. Если медленное истечение нефти происходит вертикально вверх через пласты, то возможно также медленное передвижение нефти параллельно пластам нефтеносной свиты вверх по их восстанию. Выходы нефти из обнаруженных продуктивных горизонтов указывают на значение данного типа миграции. Изолирующие слои в некоторых местах могут быть до некоторой степени проницаемыми, однако не настолько, чтобы нефтяная залежь оказалась истощенной.

* См. текст «От редактора», стр. 10.

Удачная классификация будет более четкой в том случае, если ею будет учитываться характер изолирующего слоя по всем направлениям. Три типа пород могут служить изоляторами нефти и газа: 1) пласты пород с низкой пористостью и проницаемостью — такие, как известняки, доломиты и ангидриты; 2) более или менее пористые породы, обладающие слабой, но довольно заметной проницаемостью для воды — такие, как глинистые сланцы и глины; 3) пористые проницаемые коллекторы, как например, песчаники. Первые два типа могут быть хорошими изолирующими слоями, если они располагаются над ловушкой или латерально (сбоку) на том же самом стратиграфическом уровне; третий тип изоляции может быть эффективен только в том случае, если коллектор распространен ниже по падению и, кроме того, заполнен водой. * Глинистые сланцы и глины считаются обычно непроницаемыми; однако они при уплотнении теряют свою пористость, что указывает на фильтрацию через эти породы первоначально содержавшейся в них воды, т. е. на их проницаемость для воды. Если бы эти породы были в равной мере проницаемы и для нефти, то накопления нефти под ними, безусловно, не происходило бы. Причина непроницаемости глинистых пород для нефти и газа заключается в том, что в порах этих пород находится вода, которая в силу явлений поверхностного натяжения препятствует проникновению в них нефти и газа.

На ранних этапах развития нефтяной геологии нефтяные месторождения классифицировались, главным образом, на основе данных о геологическом строении поверхности, причем было обнаружено, что многие залежи встречаются в антиклиналях с невыраженным на поверхности замыканием верхних слоев [no closure at the surface]. Исследование подземной тектоники таких месторождений показало, что многие залежи приурочены все же к замкнутым в отношении продуктивной свиты антиклиналям или к выклинивающимся вверх по восстанию коллекторам. О нефтяных залежах последнего типа принято говорить, что они замкнуты стратиграфически [стратиграфические ловушки].

Однако известны нефтяные и газовые залежи, в которых коллекторы не выклиниваются вверх по восстанию, а протягиваются в том же направлении выше. Не всегда удается установить, изолируется ли продуктивный горизонт вверх по восстанию каким-либо непроницаемым барьером, например разрывом, или закупо-

* Этот тип «изоляции» (seal) следовало бы противопоставить двум другим, как принципиально отличный от них. *Ред.*

ривается асфальтом, или же коллектор сплошь проницаем и дальше вверх по восстанию. Высказывалось мнение, что структурные террасы могли останавливать внутрирезервуарную миграцию нефти и тем самым обеспечить образование ее скопления. Однако если такие случаи и имеют место, то очень редко.

Наиболее удачными классификациями ловушек для нефти и газа надо признать те, которые базируются на причинах, вызывающих латеральное (боковое) ограничение скопления нефти и газа, другими словами, основываются на том, *что* удерживает залежь в ее границах. Принято считать, хотя и без объяснений [tacitly], что ловушки изолируются и сверху и снизу. Классификация, описываемая в данной главе, основывается на характере структурно-тектонической формы пород-коллекторов (на деформации после их отложения), на различии в литологии отложений и в взаимоотношении свит. Происхождение пористости непосредственно классификацией не учитывается, за исключением того случая, когда образование коллекторов связано с возникновением трещиноватости.

Различие между структурными [структурно-тектоническими] и стратиграфическими ловушками не является достаточно четким. *

Образование чисто стратиграфических ловушек обусловлено отклонениями от обычного согласного залегания пород, возникающими в процессе формирования отложений, в то время как возникновение структурных ловушек связано с нарушением горизонтального положения пластов, образованием трещин и сбросов вследствие тектонических причин уже после накопления осадков. Как правило, региональное падение, возникшее в результате придания пластам после их отложения наклонного положения, является довольно четким структурным признаком. Следовательно, любая ловушка, закрытая в одном направлении региональным падением, ** будет иметь частично структурное происхождение. В то же время залежи, находящиеся в ловушках, закрытых с одной стороны стратиграфически [т. е. несогласно лежащими слоями или в силу выклинивания коллекторов], а с другой — региональным падением, принято называть стратиграфическими.

Ловушки, возникшие вследствие перерыва в отложениях и регионального падения слоев, как например ловушки в месторождении Ист Тэксис, можно было бы рассматривать как чисто структурные, хотя обычно их относят к стратиграфическим ловушкам. В настоящее время термин «стратиграфическая ловушка» обозначает любую ловушку, которая не ограничена в каком-либо направлении падением слоев или разрывами. *

* См. стр. 10 и примечание на стр. 172. *Ред.*

** По-видимому, имеется в виду подпор нефтяной залежи снизу водой. См. примечание на стр. 168. *Ред.*

Для практических целей важно выяснить, возможно ли выявление местоположения ловушек по чисто структурным признакам, например, методами поверхностной геосъемки, картирования подземного рельефа, или сейсмической съемки. Если можно, то тогда это будет структурная ловушка в обычном толковании этого термина, а если нет — то ловушка будет стратиграфической. Согласно такому пониманию, структурно-стратиграфические ловушки по общей классификации, данной ниже, следует рассматривать как стратиграфические ловушки. Неясно, как трактовать значение термина «стратиграфический» — включает ли последний изменение пористости или нет. Возможно, что термин «литологические ловушки» был бы лучше в этом отношении, так как по своему смыслу он объединяет как переходы от одного типа породы к другому, так и различие в пористости и проницаемости одной и той же породы. Однако термин «стратиграфическая ловушка» настолько прочно укрепился в геологической литературе, что попытки заменить его не будут, вероятно, иметь успеха. **

Структурно-стратиграфическая классификация нефтяных и газовых залежей

1. Чисто структурные [тектонические] ловушки.

а. Замкнутые *** антиклинали или купола.

б. Замкнутые антиклинали с дизъюнктивными нарушениями.

в. Экранированные дизъюнктивными нарушениями.

г. Антиклинали на опущенных крыльях сбросов.

д. Скопления нефти и газа в трещинах, образовавшихся в результате структурных [тектонических] деформаций.

2. Частично структурные [тектонические], частично стратиграфические ловушки.

а. Замкнутые антиклинали, в которых резервуар [коллектор] распространен лишь на части замкнутой площади.

б. Антиклинали с резервуаром, структурно не замкнутым, но ограниченным вверх по восстанию вследствие литологических изменений.

* Смысл этого определения (The term «stratigraphic trap» at present appears to mean any trap which is not closed in all directions by dips or by faulting) остался не вполне ясным. По-видимому, имеется в виду отсутствие обратного падения (противопадения) и, следовательно, замкнутой площади и замкнутой высоты (см. стр. 110—111). *Ред.*

** Автор не придерживается четкой терминологии — он нередко называет залежь месторождением, а термин «ловушка» употребляет как синоним термина «залежь» (см., например, классификацию залежей). *Ред.*

*** См. дополнение редактора (Н. В.) на стр. 110—111.

в. «Лысые» («bald-headed») купола.

г. Скопления в резервуарах, срезанных [экранированных] несогласиями.

д. Ловушки над угловыми несогласиями.

е. Ловушки, связанные с погребенными возвышенностями и уплотнением осадков. *

ж. Залежи нефти, запечатанные вверх по восстанию асфальтом.

з. Линзообразные залежи и залежи в виде широких полос на гомоклиналях.

и. Залежи нефти в синклиналях.

3. Чисто стратиграфические ловушки.

а. Песчаные линзы выполненных русел (channels), бары, рифы.

б. Пористые линзы.

в. Залежи в проницаемых биогенных массивах (organic solids).

Описание отдельных классификационных типов ловушек

Чисто структурные [тектонические] ловушки. *Замкнутые купола.* Идеальным типом чисто структурной ловушки является замкнутый купол, у которого кровля продуктивного горизонта падает от свода структуры во все стороны. ** Это падение должно быть обусловлено тектоническими силами, действующими после накопления слоев, а не стратиграфическими причинами, *** например, изменениями в мощности пластов или развитием рифов. Некоторые купола являются почти круглыми и более или менее изолированными. Другие бывают довольно длинными и узкими, вытянутыми по оси складок; они обусловлены погружением их шарнира в противоположных направлениях. Амплитуда поднятий варьирует в пределах от 10—20 футов (3—6 *м*) до нескольких сотен метров, а падение слоев — от 10—20 футов на 1 милю (2—4 *м* на 1 *км*) до... [в оригинале не указано]. Замкнутая площадь в структурах данного типа может равняться от нескольких тысяч квадратных метров до 8000 *га*, а добыча нефти составлять от нескольких тысяч баррелей до сотен миллионов баррелей (от нескольких сотен до десятков миллионов

* Имеются в виду неровности подземного рельефа, возникающие при неравномерном уплотнении и уменьшении объема пород разного типа (глины, например, уплотняются гораздо сильнее, чем пески, известняки и т. д.). *Ред.*

** Автор, как легко установить из дальнейшего текста, применяет термин «dome» (обычно переводится как «купол») вообще ко всем типам брахиантиклиналей. Следуя в данном случае традиции, «dome» везде переводилось как «купол». *Ред.*

*** Имеются в виду условия отложения осадков. *Ред.*

тонн). Месторождения могут давать нефть, газ или дистиллят, а также газ в сводовой части и нефть — ниже по падению. Во всех месторождениях чисто структурного типа нефть или газ окаймляются вниз по падению краевыми водами.

Очень важный и характерный признак данных структур заключается в том, что нефтяные и газовые залежи располагаются в ряде различных горизонтов друг над другом. Такое расположение залежей в ряде горизонтов значительно повышает продук-

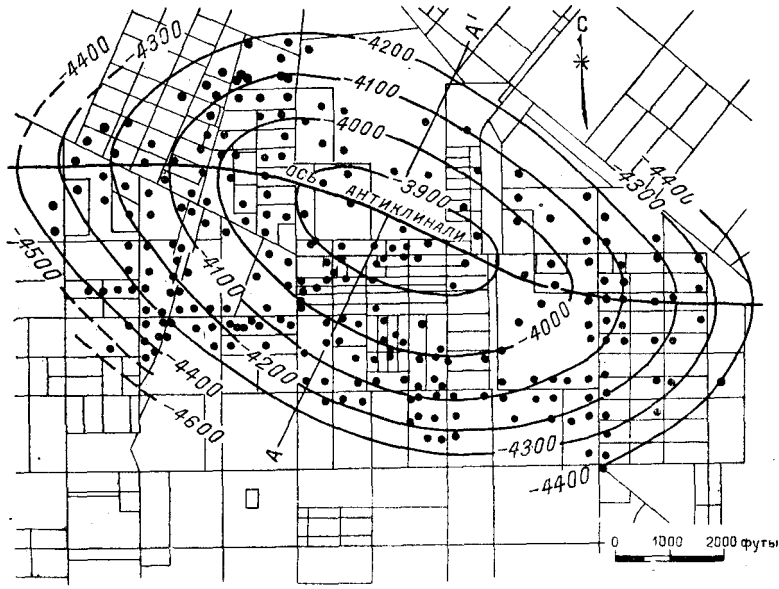


Рис. 9-1. Структурная карта нефтяного месторождения Санта-Фе-Спрингс, Калифорния. (По Hoots and Herald, A. A. P. G.).

тивность месторождения и добычу с акра. Значительная часть новых продуктивных горизонтов была обнаружена при более глубоком бурении на антиклиналях, которые раньше давали нефть с небольших глубин. Поиски более глубоких горизонтов на продуктивных структурах можно продолжать до тех пор, пока все они не будут опробованы. Небходимо также отметить, что одна скважина, пробуренная на закрытом куполе, может проверить целый ряд обещающих продуктивных горизонтов в самых лучших условиях для добычи.

Рис. 9-1 из работы Г. В. Гутса и С. К. Геральда (H. W. Hoots and S. C. Herald) (159) представляет собой структурную карту нефтяного месторождения Санта-Фе-Спрингс в Калифорнии, а рис. 9-2 — его геологический разрез. Месторождение рас-

положено на антиклинальном поднятии овальной формы, лишенном ярко выраженных сбросов и имеющем амплитуду поднятия, равную примерно 400 футов (120 *м*). В месторождении имеется неглубоко залегающий газоносный песок и ряд нижележащих продуктивных нефтеносных горизонтов, в интервале глубины 3500—8000 футов (1050—2400 *м*). Большая часть добычи ве-

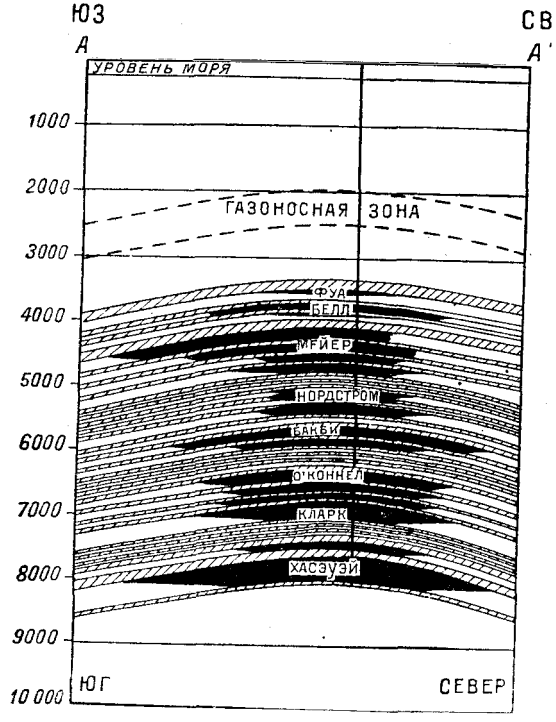


Рис. 9-2. Поперечный геологический разрез нефтяного месторождения Санта-Фе-Спрингс. (По Hoots and Herald, A. A. P. G.).

дется из нижнего плиоцена. Значительная общая мощность продуктивных зон обеспечивала высокую добычу с акра [1 акр = 0,4 *га*], которая вплоть до 1934 г. составляла почти 290 000 баррелей (40 000 *т*). Общая суммарная добыча оценивается в 580 млн. баррелей (80 млн. *т*). Геологический разрез показывает, что в каждом горизонте имеется ясно выраженный контакт с водой и что нефтяные залежи не имеют газовых шапок.

Рис. 9-3 из работы Г. Уайета и А. Бапти (H. P. Wyatt and A. S. Baptie) (395) показывает, каким образом стратиграфические соотношения могут вызвать различия в отметках контакта

нефть-газ и нефть-вода в одной и той же песчаной пачке. Месторождение Тен Секшен (Ten Section), изображенное на геологическом разрезе, представляет собой куполообразное поднятие с амплитудой 120 *м*. Добыча ведется из мощной песчаной пачки в верхнем миоцене, переслоенной глинистыми породами, слои которых, однако, недостаточно выдержаны по всей структуре. Эти глины разделяют песчаную пачку на ряд пластов таким образом,

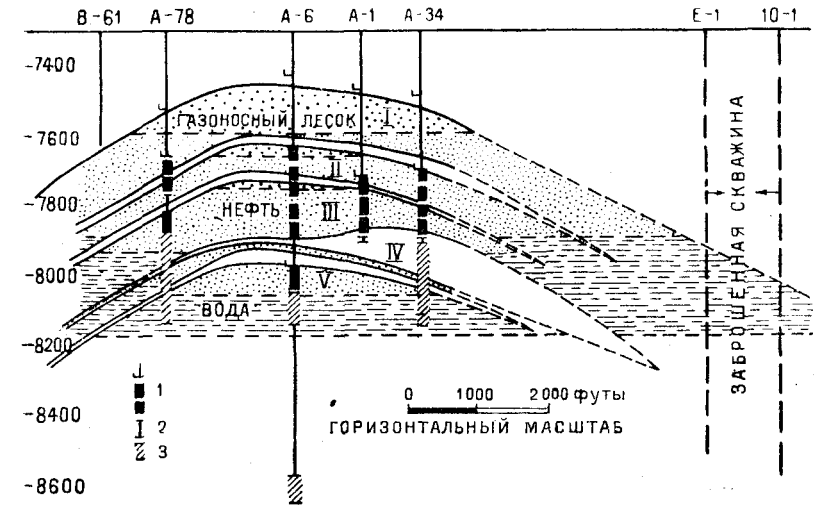


Рис. 9-3. Поперечный геологический разрез месторождения Тен Секшен, Калифорния (Wyatt and Baptie, Am. Inst. Min. Met. Eng.).*

1 — интервалы, из которых добывается нефть; *2* — непродуктивные интервалы в продуктивной зоне; *3* — затрамбованные интервалы скважины.

что в каждом из них контакты газ-нефть и вода-нефть располагаются на разных уровнях.

Знание всех этих стратиграфических взаимоотношений, безусловно, оказало бы огромную помощь при разработке месторождения. Если добыча нефти и газа ведется из залежей в каком-либо замкнутом куполе со сложным строением разреза, где часто имеется большое количество нефте-водяных, газо-водяных и нефте-газовых контактов, то необходимо точно определить высоту каждого из них, чтобы вести разработку месторождения наиболее выгодным способом. Такие условия иллюстрируются рис. 9-4 из работы А. Бауэршмидта (A. Bauerschmidt) (28); на этом рисунке приведен разрез месторождения Уэст Ранч

* Am. Inst. Min. Met. Eng. — сокращенное обозначение American Institute of Mining and Metallurgical Engineers.

Далее в книге везде дается сокращенное обозначение. *Перев.*

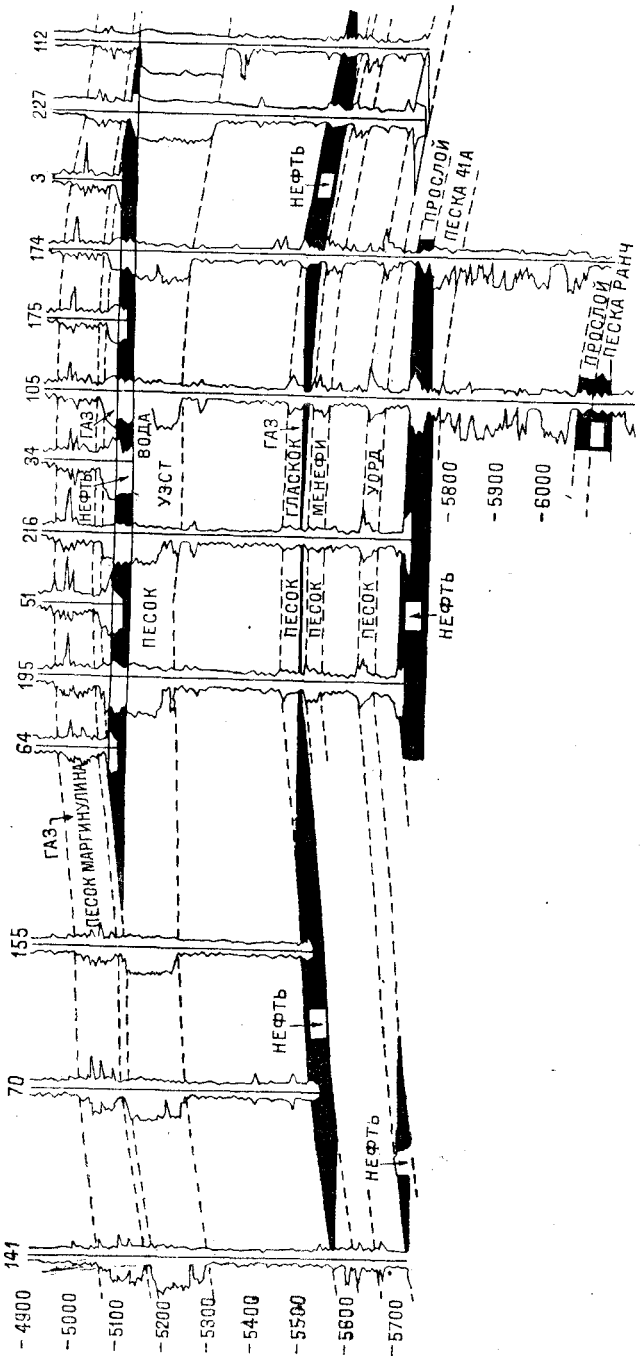


Рис. 9-4. Геологический разрез месторождения Уэст Ранч, Техас (По Bauerschmidt, A. A. P. G.).

(the West Ranch) в Техасе. Продуктивные пески относятся к эоцену. Структура имеет амплитуду более 40 *м*, однако падения слоев являются довольно пологими. Продуктивная площадь составляет 10 400 акров (4160 *га*), а общая суммарная добыча оценивается в 185 млн. баррелей (25 млн *т*). Предполагается, что на большой глубине под месторождением расположен значительный соляной купол или толща соли. Рис. 9-4 отражает расположение в структуре контактов различных жидкостей. Показана также корреляция пластов путем сопоставления электрокаротажных диаграмм. Все изображенные ловушки являются чисто структурными.

На рис. 12-3 дан разрез купола Драмрайт (Drumright), к которому приурочено месторождение Кашинг (Cushing). Здесь также выявляются довольно сложные взаимоотношения нефти и газа в различных песках.

Замкнутый купол представляет собой тип структуры, который легче всего обнаружить по поверхностным обнажениям и путем геофизических исследований. Вследствие того, что за последние 30 лет купола интенсивно разыскивались с помощью всех возможных методов, допустимо предположение, что в США значительная часть куполов с нефтяными и газовыми залежами уже обнаружена и что в будущем на их долю будет приходиться лишь незначительная часть вновь открываемых ресурсов. Так как легче всего обнаружить самые крупные купола, то вероятно также, что в будущем добыча из структурных куполов будет развиваться по линии более мелких структур, следовательно из более мелких залежей.

К закрытым куполам [брахиантиклиналям] приурочено так много нефтяных залежей, что перечислить все из них не представляется возможным; ограничимся упоминанием лишь некоторых. Хорошо известными месторождениями рассматриваемого типа в США являются Лонг Бич (Long Beach), Сигнал Хилл (Signal Hill) и купол Кеттлмэн Хиллс Норт (Kettleman Hills North) в Калифорнии; Солт Крик (Salt Creek) в Уайоминге (Wyoming); Рейнджли (Rangely) в Колумбии; Оклахома Сити в Оклахоме; Салем (Salem) в Иллинойсе.

Замкнутые антиклинали с дизъюнктивными нарушениями. Между куполом, не отличающимся особым развитием дизъюнктивных нарушений, и куполом с интенсивной дизъюнктивной тектоникой не существует резкого различия. Однако многие антиклинали, характеризующиеся исключительно сильными дизъюнктивными дислокациями, можно было бы выделить в отдельную группу. Причиной развития нормальной разбитости разрывами сводов складок является, несомненно, возникающее здесь растяжение пластов. По этой причине для поднятых куполов, своды которых испытывают только растяжение, как, например,

у сводов над соляными куполами, особенно характерно образование нормальных сбросов; * в крутых антиклиналях, претерпевших сильное сжатие, нормальные сбросы проявляются в меньшей степени.

До применения электрокароттажа невозможно было представить себе, насколько широко развиты разрывы в пластах над соляными куполами. Известно, что купола над многими соляными интрузиями прорезаны сложной сетью нормальных сбросов, по которым блоки опускались, главным образом, в направлении к центру купола. В различных блоках, в зависимости от того, могла ли нефть мигрировать через сбросовые поверхности или нет, контакты вода-нефть располагаются на одних и тех же или на различных уровнях.

В некоторых нарушенных антиклиналях сбросы растяжения относительно незначительны и не вызывают больших изменений в распределении продуктивных участков. Примером может служить месторождение Солт Крик в Уайоминге, разрез которого дан на рис. 12-2. Нормальные сбросы в нефтяном месторождении Конроэ (Conroe), приуроченном к довольно пологому структурному куполу, под которым находится глубокий соляной купол, не оказали большого влияния на очертания продуктивной площади. Однако как показывают рис. 17-3 и 17-4, такие сбросы могут поднять продуктивные пески над нефтепродуктивной зоной или, наоборот, опустить их ниже этой зоны и тем самым сильно повлиять на добычу нефти из различных арендных участков. Геологический разрез месторождения Байю Сейл (Bayou Sale) в Луизиане, представленный на рис. 17-5, иллюстрирует интенсивную сбросовую тектонику пластов над соляным куполом.

В нефтяных месторождениях, где преобладают скорее явления сжатия, чем растяжения, часто встречаются взбросы или надвиги. В месторождении Тэрнер Вэлли (Turner Valley) в провинции Альберта (Канада), поперечный разрез которого дан на рис. 9-5 (228), доминирующим структурным элементом является крупный надвиг, сместивший горизонты вправо по отношению к породам, располагающимся под разрывом. Скопления нефти и газа отчетливо локализируются в крутой надвинутой антиклинали. Как показывает разрез структуры, газовая и нефтяная зоны характеризуются необычно большими размерами по вертикали [большие этажи газовой и нефтяной залежей]. Нефть и газ добываются из двух горизонтов пористого доломитизированного известняка Мадисон (Madison) миссисипской системы. Над известняком Мадисон залегают мощные глинистые сланцы, образующие хорошую покрышку. Следует заметить, что антиклиналь, расположенная над надвигом на левой стороне представленного

* Это так называемые эпиантиклинальные сбросы. *Ред.*

на рис. 9-5 разреза, не является нефте- или газопродуктивной, хотя она очень похожа на продуктивную антиклиналь. Нефтяные и газовые месторождения, связанные с такими крупными надвигами и такими крутыми падениями, очень редки в палеозойских породах и гораздо чаще встречаются в кайнозойских отложениях.

Экранирующие дизъюнктивные нарушения. Скопления нефти и газа часто встречаются в ловушках, закрытых с одной стороны разрывом, а с других сторон — падением слоев от нарушения.

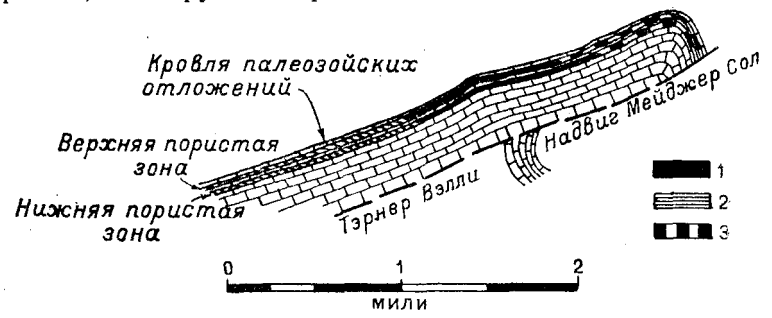


Рис. 9-5. Геологический разрез месторождения Тэрнер Вэлли в провинции Альберта, Канада. (По Mc Kenzie, A. A. P. G.).

1 — нефть; *2* — вода; *3* — газ.

Аккумуляция нефти или газа в структурах такого типа обусловлена тем, что сбросовая поверхность надежно запечатана, и нефть и газ не могут мигрировать через нее со скоростью, необходимой для истощения залежи. Несомненно, что во многих случаях скопление нефти и газа в структурах данного типа было невозможным из-за проницаемости поверхности нарушения. Как правило, в продуктивных месторождениях поднятое по взбросу крыло располагается в направлении регионального наклона слоев при обратном падении разрыва. Дизъюнктивные нарушения обычно не являются экранами там, где верхнее крыло расположено в направлении, противоположном региональному наклону слоев, потому, что пласты продолжают подниматься вверх по восстанию.

Можно было бы думать, что количество залежей газа и нефти в ловушках, запечатанных сбросами как на поднятых, так и на опущенных крыльях, будет одинаково, однако в действительности бо́льшая часть скоплений нефти и газа приурочена к поднятым крыльям. Экранирование может варьировать от 10—20 до 1000 футов (от 3—6 до 300 *м*) и более, и часть экрана может быть образована путем волочения пород вдоль поверхности нарушения. Однако если последняя является выпуклой, то в этом случае структуру следовало бы скорее назвать антиклиналью

с разрывом, чем экранирующим разрывом. В США наиболее известные нефтяные залежи, экранированные нарушениями, обнаружены около разрыва Люлинг—Мексиа—Талко (Luling—Mexia—Talco). Месторождение Родесса (Rodessa) в Арканзасе * расположено вдоль нарушения, а в Кентукки некоторые газовые и нефтяные залежи обнаружены у разрыва Эрвин-Пейнт Крик (Irvine-Paint Creek) и Раф Крик (Rough Creek). Скопления нефти и газа, связанные с дизъюнктивными нарушениями, обнаружены в ряде других стран, в частности, в восточной Венесуэле. Добыча нефти из ловушек, экранированных разрывами, в целом значительно уступает добыче из закрытых антиклиналей. Нефтяные месторождения в сбросовой зоне Мексиа, изображенной на рис. 7-7 — 7-9, являются типичными примерами залежей нефти, экранированных разрывами.

Антиклинали на опущенных крыльях сбросов. В области Голфкоста (побережье Мексиканского залива) в Техасе добыча нефти и газа из антиклиналей на опущенных крыльях сбросов приобрела столь важное значение, что этот тип месторождений заслуживает выделения в особую классификационную единицу. В указанном районе антиклинали, из которых добывается нефть, находятся на некотором расстоянии вниз по падению от сброса; между осью антиклинали и сбросом имеется лишенная газа и нефти зона с падением слоев в сторону сброса. Наиболее известные месторождения в структурах описываемого типа изображены на «Структурной карте Техаса» (311); они тянутся вдоль юго-восточной стороны сбросовой зоны Сэм Фордайс-Вандербилт (Sam Fordyce-Vanderbilt) почти на 325 *км* (200 миль) от района реки Рио-Гранде в юго-восточной части округа Стар (Starr County) к юго-западной части округа Джексон (Jackson County). Типичным для данной категории залежей является месторождение Эмилия (Amelia), структурная карта и геологический разрез которого даны на рис. 7-10 и 7-11.

Скопления нефти и газа в трещинах. В тех случаях, когда газовые и нефтяные залежи приурочены к участкам трещиноватости пород, резервуар [коллектор] и ловушка обязаны своим возникновением структурной [тектонической] деформации. Обычно трещины встречаются в жестких или хрупких породах, таких, как известняки, доломиты или кремнистые породы; в наибольшем количестве трещины возникают там, где пласты очень сильно деформированы.

Образование трещины может быть вызвано дизъюнктивными нарушениями или складками. В том случае, когда причиной образования трещин являются разрывы, продуктивная площадь неизбежно ограничивается узким поясом вдоль нарушений. Если же трещины вызваны складчатостью, то продуктивные площади можно скорее обнаружить на крутых складках, чем на пологих, и чаще на крутом крыле антиклинали, нежели на пологом. Трещинные коллекторы должны покрываться породами без трещин; в противном случае нефть и газ будут просачиваться на поверхность. Самые лучшие стратиграфические условия для добычи из трещин имеются там, где жесткие или хрупкие породы, как например известняки, доломиты или кремнистые породы, покрываются мягкими, пластичными породами, например, глинами. Тем не менее, породы одного и того же литологического типа могут сильно отличаться друг от друга по своей способности образовывать трещины при деформации; в мощной свите известняков могут стать трещиноватыми только определенные горизонты. Чрезмерно интенсивная разрывная тектоника или складчатость могут препятствовать скоплению нефти или газа в зонах трещиноватости, так как в этом случае возможно просачивание нефти или газа на поверхность.

Трещины, являющиеся нефтяными и газовыми коллекторами, могут значительно отличаться друг от друга по объему, размещению и размерам. В некоторых залежах рассматриваемого типа, главным образом в тех, которые связаны со слегка деформированными породами, количество трещин относительно невелико, размещены они далеко друг от друга, и продуктивность характеризуется «пятнистостью»: скважины, пробуренные в стороне от трещин, оказываются сухими, но они чередуются с продуктивными скважинами, встретившими трещины. Там, где породы являются хрупкими и сильно деформированными, продуктивный коллектор представляет собой целую сеть трещин, настолько густую, что ни одна скважина не может пройти мимо них.

Добыча нефти и газа из зон трещиноватости характеризуется определенными чертами, помогающими отличить ее от добычи из мелких пор. Вместо постепенного нарастания дебита, что имеет место при прохождении резервуара, состоящего из мелких пор, дебит может сразу стать большим — как только скважина пересечет трещину. Образцы продуктивной породы не обнаруживают признаков пористости, за исключением трещин; если же порода является вообще пористой, то ее проницаемость будет слишком низкой для того, чтобы быть продуктивной.

Промышленная нефть может быть обнаружена на различных, значительно отличающихся друг от друга глубинах, ниже известного стратиграфического горизонта. Удачные скважины могут чередоваться с сухими. Скважины, размещенные близко друг от друга и вскрывшие один и тот же горизонт, могут характеризоваться разными давлениями. Несмотря на тесное размещение, скважины могут не мешать друг другу. В других случаях они

* Месторождение Родесса, расположенное на границе Луизианы и Арканзаса, уже упоминалось автором в 3 главе. *Перев.*

могут изменять свой дебит под влиянием скважин, удаленных на значительное расстояние, иногда на несколько километров. Кривая добычи для скважин, дающих нефть из трещин, характеризуется падением более быстрым, нежели для скважин, продуцирующих за счет коллекторов с мелкими порами; в некоторых случаях добыча с акра может быть низкой, хотя это зависит от различных условий. Важно отметить, что при эксплуатации трещинных коллекторов не представляется возможным, ввиду отсутствия надежных методов, определить среднюю пористость и мощность продуктивного горизонта, а также количество нефти в тоннах, которую можно добыть с акра-фута.

Структурно-стратиграфические ловушки. *Антиклинали, в которых коллектор распространен только на части замкнутой площади.* Если коллектор, дающий нефть и газ, занимает только часть замкнутой площади или часть участка, расположенного структурно выше контактов нефть-вода или газ-вода, то ловушку следует считать частично стратиграфической. Так как на одной и той же структуре добыча может вестись из большого числа различных горизонтов и при этом в каждом отдельном горизонте ловушке могут быть свойственны свои особые черты, то очевидно, что в одном и том же газовом или нефтяном месторождении могут быть залежи разного классификационного типа. Неправильное размещение нефте- и газопродуктивных резервуаров в месторождениях, в которых коллекторы покрывают только часть структуры, наблюдается довольно часто. Однако влияние стратиграфии в таких случаях сравнительно невелико, так как своим существованием ловушка обязана закрытости тектонической структуры; стратиграфические изменения лишь определяют степень продуктивности структурной ловушки.

Месторождение Коттон Вэлли (Cotton Valley), округ Уэбстер, Луизиана (рис. 9-6), описанное Д. С. Россом (J. S. Ross) (288), является прекрасной иллюстрацией антиклинали, в которой некоторые продуктивные породы не покрывают полностью замкнутой площади. Верхнемеловой песок Блоссом (Blossom) простирается через всю замкнутую площадь, и поэтому ловушка в этой формации является чисто структурной. Пески же Тилмэн и Бодко (Tillman and Bodcaw) в нижнемеловых пластах покрывают только часть замкнутой площади поднятия, не захватывая его свода. Они образуют, таким образом, структурно-стратиграфические ловушки на крыле антиклинали. Газопродуктивную линзу образует песок Тилмэн. Песок Бодко представляет собой длинное узкое песчаное тело, в нижних частях которого располагается соленая вода. В самых высоких частях песчаного пояса содержится газ, а на северо-западном крыле антиклинали располагается нефтепродуктивная зона, продуцирующая местами и нефть и газ. Там, где продуктивные формации, подобно вышеописанной, являются изменчивыми, установление границ распространения различных песчаных тел на картах разработки месторождений не менее важно, чем освещение характера тектонической структуры.

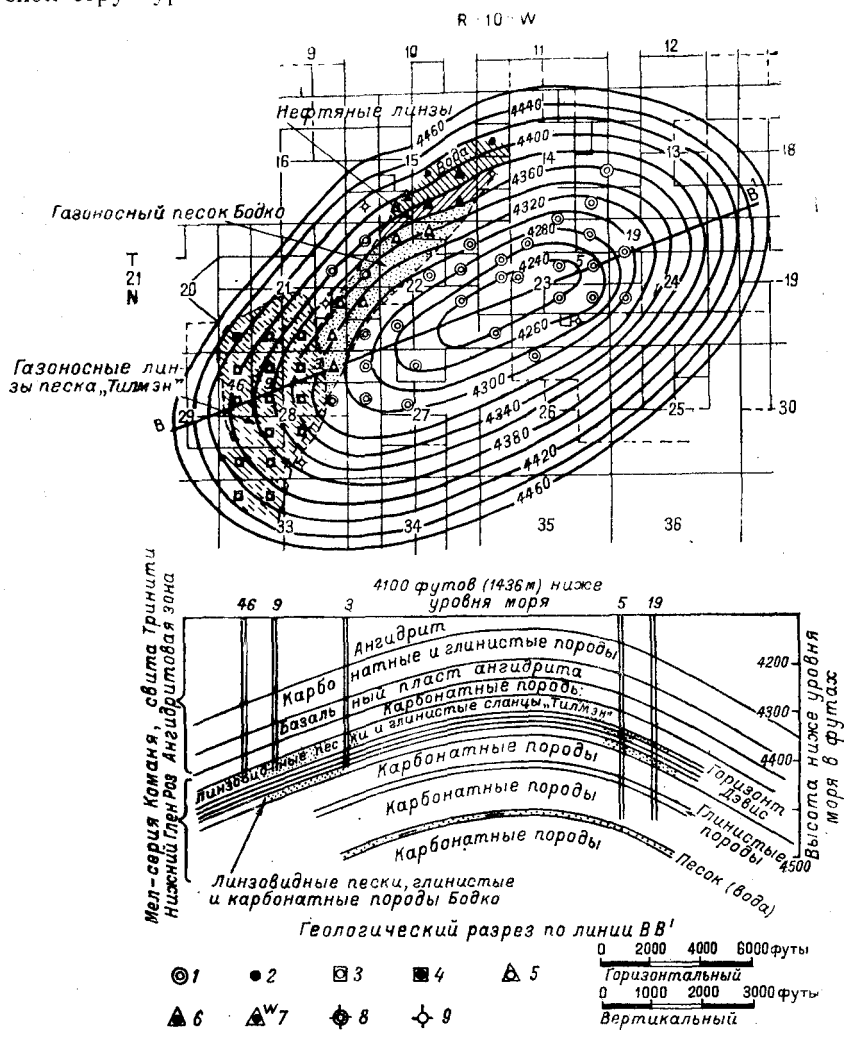


Рис. 9-6. Структурная карта и разрез месторождения Коттон Вэлли, Луизиана. (По Ross, U. S. Bureau of Mines).

1 — газ; *2* — нефть и газ (газоносный ангидрит и разные пески в горизонте Дэвис); *3* — газоносные песчаные линзы „Тилмэн"; *4* — нефтеносные газоносные песчаные линзы Тилмэн; *5* — газоносные песчаные линзы Бодко; *6* — газо- и нефтеносные песчаные линзы Бодко; *7* — водоносные песчаные линзы Бодко. Нефть и газ в мелководном песке; *8* — заброшенная разведочная скважина; *9* — сухая скважина или вода.

Антиклинали с резервуаром, структурно не замкнутым, но ограниченным вверх по восстанию. Ловушки, образованные выклиниванием коллектора вверх по восстанию вдоль оси антиклинали, встречаются очень часто. Эти ловушки возникают вследствие изменения в стратиграфических соотношениях слоев или в их литологическом характере. Нефтяная или газовая залежь, расположенная в данном типе ловушки, ограничена вверх по восстанию непроницаемой породой. По другим направлениям залежь оконтуривается краевыми водами, располагающимися вниз по падению в том же коллекторе, который дает нефть или газ.

Ограничение резервуара вверх по восстанию может быть вызвано переходом от одного вида породы к другому или же может быть следствием изменения пористости и проницаемости породы, служащей резервуаром. Вследствие того, что многие коллекторы являются непостоянными, резервуары могут ограничиваться вверх по восстанию вдоль оси длинной антиклинали. Положение таких ловушек не может быть определено путем изучения поверхности или же с помощью геофизических методов; положение же осевой зоны антиклинального поднятия во многих случаях поддается определению, и так как ловушки рассматриваемого типа тяготеют к антиклинальному перегибу, то это в значительной степени снижает число неудачных скважин, необходимых для обнаружения данных ловушек. Скопления нефти и газа обнаруживаются обычно в самых приподнятых частях резервуара.

Если данные подземного изучения позволяют судить о распределении зон проницаемости и непроницаемости в потенциальных коллекторах, а также выявлять те места, где коллекторы вовсе отсутствуют, то количество поисковых скважин, необходимых для нахождения ловушки, может быть еще больше снижено путем размещения разведочных скважин между наивысшей по оси скважиной, обнаружившей данный резервуар, и самой низкой скважиной, установившей его отсутствие.

Месторождение Брэдфорд в штатах Пенсильвания и Нью-Йорк является хорошим примером ловушки, частично структурной и частично стратиграфической по происхождению. На рис. 9-7 представлена, по данным Ч. Феттке (Ch. R. Fettke) (109), структура кровли девонского песка Брэдфорд, обеспечивающего здесь почти всю добычу. По данным Ч. Дигана (Ch. J. Deegan) (75), Брэдфорд является крупным нефтяным месторождением с общей суммарной добычей, оцениваемой в 591 млн. баррелей (80 млн. *т*). Это месторождение заслуживает внимания и потому, что на нем был разработан метод извлечения нефти путем искусственного заводнения (флюдинг-процесс).

Месторождение расположено на антиклинали с амплитудой в 100 футов (30 *м*) (для продуктивной части месторождения).

Продуктивная площадь составляет около 84 000 акров (33 600 *га*), а мощность песка местами достигает 100 футов (30 *м*). Первоначально в верхней части структуры существовала газовая шапка высотою от 35 до 40 футов (от 10,5 до 12 *м*).

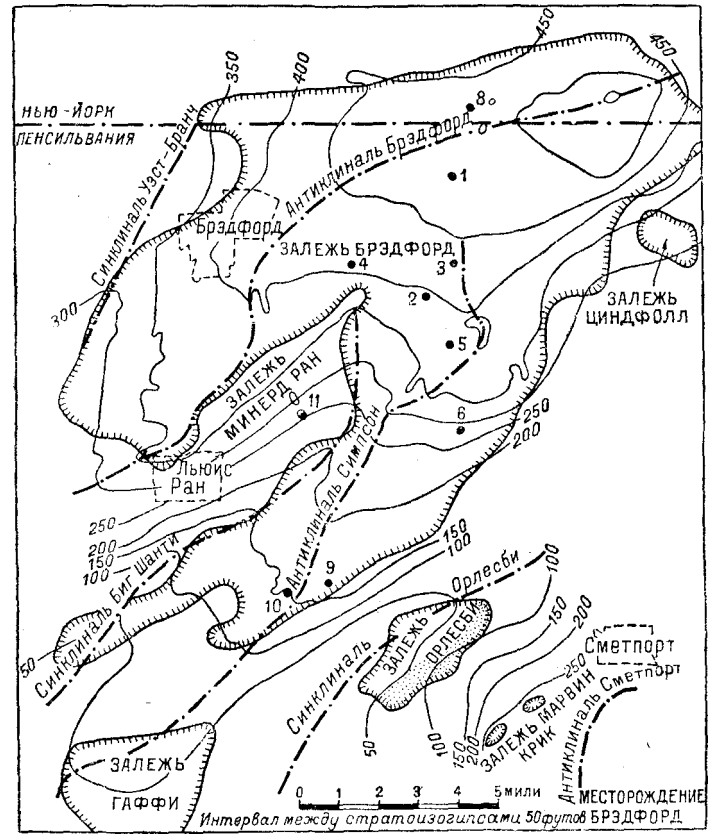


Рис. 9-7. Структурная карта месторождения Брэдфорд в Пенсильвании. (По Fettke, A. A. P. G.).

На западных, южных и юго-восточных границах месторождения нефть оконтуривается краевой соленой водой. Границы продуктивности на севере и северо-востоке определяются изменениями как в характере песка, так и в тектонической структуре. За пределами нефтяной залежи песок, как правило, обладает меньшей мощностью или является более глинистым, а в отдельных местах почти или вовсе отсутствует. Менее крупные нефтяные залежи к югу от главного месторождения иногда бывают приурочены к песчаным линзам. Следует отметить, что контакт нефть-вода

значительно отклоняется от горизонтального и разница по высоте достигает, по меньшей мере, 250 футов (75 *м*). Продуктивными здесь являются антиклинальные носы, направленные вниз по падению слоев на юго-запад; их местоположение в рассматриваемом районе может быть до некоторой степени определено по мощности песков. Кровля песка может быть выпуклой вверху в местах наибольшей их мощности.

Накопление нефти в этом месторождении определялось главным образом условиями, связанными с поведением песка, хотя тектоника также играла определенную роль. Следовательно, ловушки можно считать структурно-стратиграфическими. Такие условия являются весьма типичными для песков Аппалачской области, содержащих наряду с соленой водой нефть или газ.

«Лысые» купола. Термин «лысый» употребляется применительно к куполам и антиклиналям, в сводовой части которых отсутствует коллектор, распространенный в то же время за пределами свода. Как правило, такого рода структуры возникают в результате двух поднятий, отделенных друг от друга периодом эрозии. После первого периода складчатости, в результате эрозии, происходит частичное срезание свода антиклинали, и проницаемый коллектор оказывается отсутствующим в наиболее приподнятой части купола. После этого вся антиклиналь покрывается непроницаемыми осадками, образующими покрышку, изолирующую сверху резервуар.

Последующее складкообразование деформирует слои так, что ось структуры примерно сохраняет свое прежнее положение. В итоге, нефть и газ, мигрирующие вверх по восстанию слоев, слагающих структуру, будут скапливаться у контура распространения проницаемых пород, а образующиеся залежи будут стремиться принять кольцеобразную или эллиптическую форму с пустым участком в центре, отвечающим наиболее высокой части купола. Конечно, более древние пласты могут быть продуктивными и под лысым участком, и такие залежи, захватывая вершину купола, не будут иметь кольцеобразной формы.

Продуктивные ордовикские песчаники Симпсон (Simpson) в месторождении Оклахома Сити являются одним из наиболее известных примеров ловушки данного типа. Размыв части ордовикских отложений и несогласное залегание на них допенсильванских слоев в месторождении Оклахома Сити показано на рис. 9-8 и 9-11. Рис. 9-11 изображает размещение на площади пород ниже несогласия, которое на севере является домиссисипским, а в Оклахома Сити сливается с допенсильванским несогласием. Отмеченная точками площадь в восточной части т. II N., R. 3, W., обозначает месторождение Оклахома Сити; структура пластов ниже несогласия изображена горизонталями с интервалом в 250 футов (76 *м*).

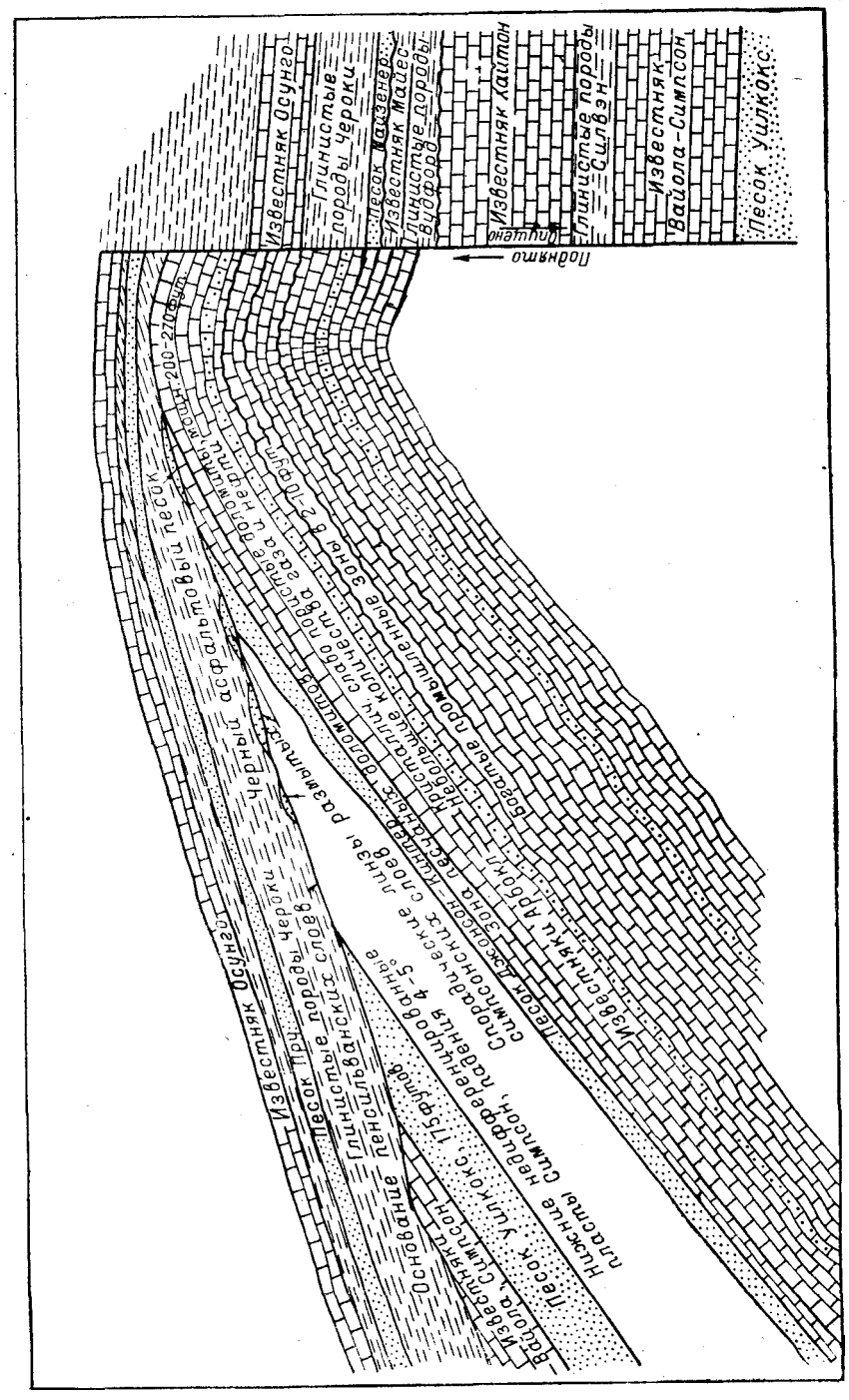


Рис. 9-8. Разрез месторождения Оклахома Сити в Оклахоме, показывающий перерыв перед отложением пенсильванских слоев. (По Charles, A. A, P. G.).

Самой древней свитой, контактирующей с пенсильванскими пластами в зоне несогласия у свода поднятия, являются известняки Арбокл (Arbuckle). Перед отложением пластов, прикрывавших зону размыва, более молодые свиты из числа подвергшихся размыву обнажались в виде поясов вокруг свода. В восточной части структуры имеется сброс с наибольшей амплитудой смещения в 2400 футов (730 *м*).

Эти взаимоотношения иллюстрируются разрезом из работы Г. Чарльза (H. H. Charles) (57), приведенным на рис. 9-8. Песок Уилкокс (Wilcox), являющийся наиболее важным продуктивным горизонтом, образует полукруглый пояс около вершины поднятия. По направлению к своду он срезан допенсильванским несогласием. Если бы известняк Арбокл в Оклахома Сити был бы непродуктивным, то это месторождение можно было бы отнести к числу лысых структур; однако этот термин применяется обычно для структур, являющихся сухими [пустыми] в сводовой части.

В месторождении Оклахома Сити продуктивными являются многие горизонты в ордовикских и пенсильванских отложениях. Общая суммарная добыча нефти здесь оценивается в 750 млн. баррелей (100 млн. *т*).

Скопления в резервуарах, срезанных несогласиями. * Если перерыв, сопровождающийся угловым несогласием, приводит к срезанию приподнятой части проницаемого коллектора, т. е. последний выклинивается вверх по восстанию, то для образования ловушки нефти и газа необходимо, чтобы пласты, лежащие над несогласием, обладали хорошими изолирующими свойствами. Вверх по восстанию закрытие [ограничение, экранирование] обеспечивается перерывом, вниз по падению — региональным падением,** а по другим двум направлениям — антиклинальными выступами, стратиграфическими [литологическими] изменениями или изгибами границы выклинивания.

Определение ловушек данного типа по структурным картам невозможно; последние, однако, указывают на местоположение

* Предыдущий тип залежей представляет собой частный случай данного типа, отвечающего ловушкам выклинивания (стратиграфического) по терминологии, принятой в «Спутнике полевого геолога-нефтяника» (II том 2 издания). *Ред.*

** В нашей литературе не принято говорить о «закрытии», или замыкании (closure) залежей газа и нефти снизу, со стороны газо- или водонефтяного контакта. Региональное падение слоев в направлении от ловушки — это, вместе с тем, и региональный подъем слоев в направлении к ловушке, обеспечивающий поступление в нее газа и нефти. Снизу ни ловушка, ни залежь нефти в ней не могут поэтому считаться закрытыми или замкнутыми. О закрытости снизу можно говорить только в тех сравнительно редких случаях, когда коллектор выклинивается вниз по падению или теряет в этом направлении проницаемость, например, становится сцементированным у водо-нефтяного контакта (где иногда происходит выделение солей, в частности, карбонатов). *Ред.*

антиклинальных поднятий, вдоль которых обычно и располагаются такие ловушки. Данные подземного рельефа могут указать также на приблизительное положение линии выклинивания (среза); в некоторых случаях эта линия может быть определена по сейсмическим данным. Разница в углах падения пластов над угловым несогласием и под ним может быть или очень большой или настолько незначительной, что отложения, видимые в обнажениях, будут казаться параллельными.

Самым крупным и наиболее известным месторождением данного типа является месторождение Ист Тэксис (East Texas). Оно расположено на западном склоне большого поднятия Сэбайн (Sabine), где региональное падение направлено на запад в сторону восточно-техасской геосинклинали с градиентом, равным 70 футов на 1 милю (13 *м* на 1 *км*). Продуктивный верхнемеловой песчаник Вудбайн (Woodbine) представляет собой чередование мягких, пористых и проницаемых пластов песчаника и слоев глины и вулканического пепла. Песчаники, несмотря на их изменчивость и наличие слоев глины, сообщаются между собой; поэтому снижение давления в одной части месторождения сказывается на отдаленных скважинах.

Песчаник Вудбайн вниз по падению покрывается глинистыми сланцами Игл Форд (Eagle Ford), но по направлению к востоку, из-за перерыва в отложениях, он покрывается мелом (chalk) горизонта Остин * (Austin). Падения последнего менее крутые, чем падения слоев Вудбайн, и поэтому они постепенно по направлению к восточной части месторождения срезаются горизонтом Остин и уменьшаются в мощности, а в восточной части месторождения исчезают вовсе. Гидравлический напор с запада обеспечивает такое давление в свите Вудбайн, при котором, несмотря на большую ежедневную добычу, составляющую около 60 000 *т*, большинство скважин может фонтанировать. Режим месторождения определяется скоростью поступления воды [водонапорный режим], а не снижением давления газа. Месторождение Ист Тэксис является самым крупным в Соединенных Штатах; оно занимает площадь в 113 000 акров (45 000 *га*), а его общая суммарная добыча оценивается в 5 биллионов баррелей (0,7 млрд. *т*). Оно было открыто бурением наугад без какого-либо совета со стороны специалистов геологов.

Структурные черты месторождения Ист Тэксис иллюстрируются рис. 9-9, взятым из работы Ф. Лэхи (189). На востоке резервуар закрыт [герметизирован] благодаря выклиниванию песка Вудбайн, срезанному здесь несогласием в основании мелового горизонта Остин. Вниз по падению нефтепродуктивная площадь оконтуривается местной краевой водой. На рис. 9-10,

* Мел — в смысле породы, а не возраста. *Ред.*

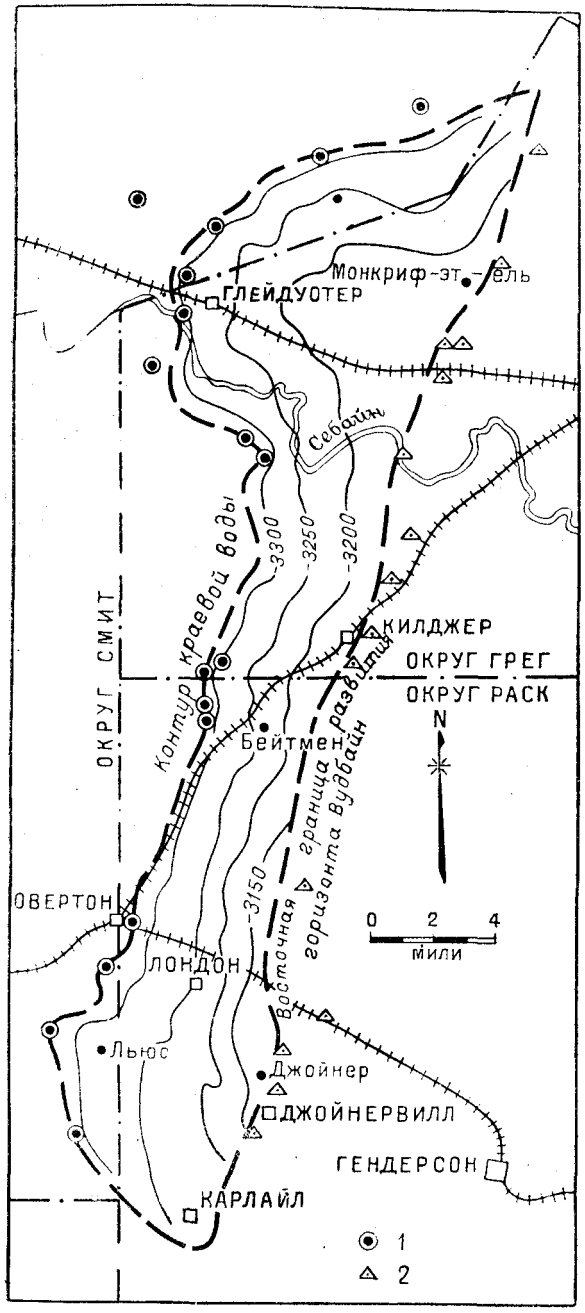


Рис. 9-9. Структурная карта месторождения Ист Тэксис в Техасе. Горизонтали проведены по кровле песка Вудбайн. (По Lahee, A. A. P. G.).
1 — скважина, попавшая на краевые воды; *2* — скважина, вскрывшая нижний мел. Горизонт Вудбайн отсутствует.

заимствованном из работы Г. Е. Майнора и М. Е. Ханна (H. E. Minor and M. E. Hanna) (236), даны три геологических разреза месторождения Ист Тэксис. На этих профилях показаны песчаники Вудбайн ниже несогласно залегающего на них

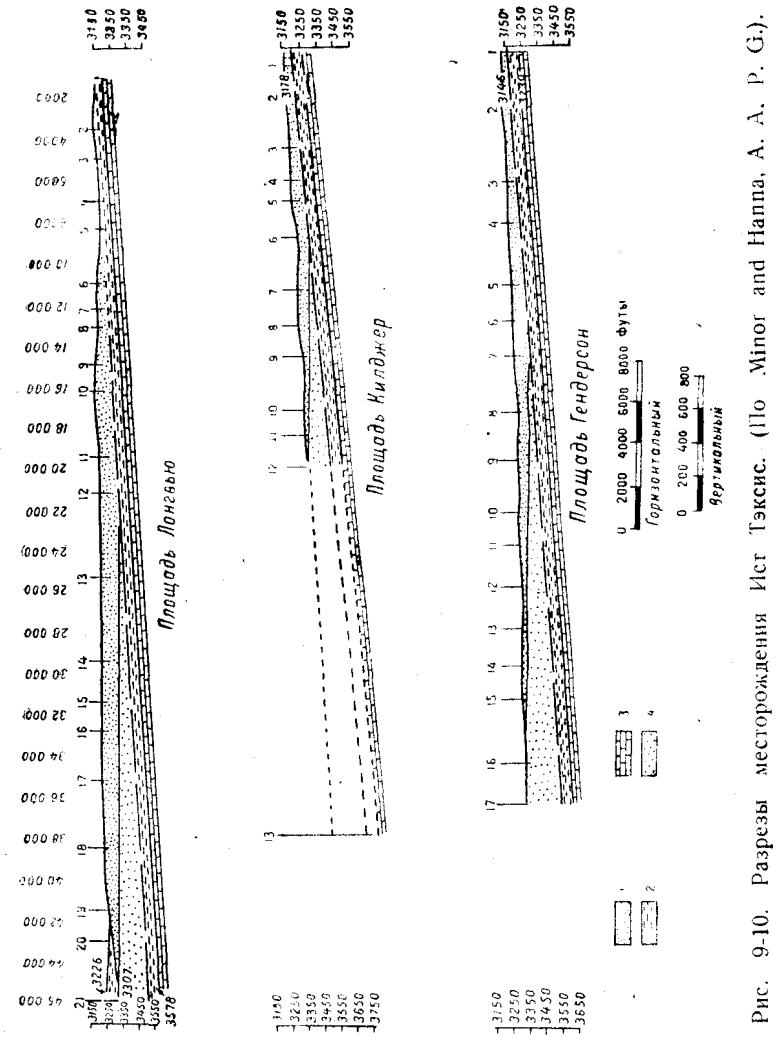


Рис. 9-10. Разрезы месторождения Ист Тэксис. (По Minor and Hanna, A. A. P. G.).
1 — нефтяные пески; *2* — глинистые породы; *3* — карбонатные породы; *4* — водоносная зона.

мелового горизонта Остин; скопления нефти приурочены к верхней по восстанию пластов части клина песков; ниже, в западной части месторождения располагается водоносная зона. Употребление термина «стратиграфическая ловушка» применительно

к месторождениям данного типа вовсе не означает, что ловушка образовалась в результате тех явлений, которые обычно принято понимать как изменения в стратиграфии. Своим возникновением ловушка обязана частично региональному падению слоев и частично перерыву и несогласию в отложениях, обусловившим выклинивание коллектора. Оба эти момента по своей природе являются скорее структурными [тектоническими], чем стратиграфическими. Тем не менее, для ловушек данного типа обычно применяется термин «стратиграфические». *

Другим важным месторождением этого же типа, также открытым при случайном бурении без какой-либо геологической консультации, является месторождение Уэст Эдмонд (West Edmond) в Оклахоме, продуктивная площадь которого составляет около 20 000 акров (8000 *га*), а общая суммарная добыча оценивается в 700 млн. баррелей (94 млн. *т*). Основной продуктивной толщей является Буа д'Арк (Bois d'Arc), или верхний горизонт девонских известняков Хантон (Hunton). Принято считать, что пористость и проницаемость этой свита возникли главным образом в результате выветривания в течение двух периодов эрозии и поднятия, обусловивших наклон слоев к западу от огромной положительной или антиклинальной площади, известной под названием «Гранитного моста» («Granite Ridge»).

Благодаря перерыву граница развития горизонта Хантон сместилась к востоку; ловушка образовалась там, где пористые и проницаемые известняки выклиниваются вверх по восстанию (в восточном направлении). Продуктивный резервуар разрезан на две части руслом древнего потока, который, очевидно, заканчивался, еще до его погребения, к западу от «Гранитного моста». Принято считать, что существование этой глубокой долины, врезавшейся в известняки, снизило в период эрозии уровень грунтовых вод и тем самым обеспечило бóльшее растворение этих известняков, в результате чего повысилась их пористость.

Характер ловушки, в которой скапливается нефть месторождения Уэст Эдмонд, показан на рис. 9-11, взятом из работы Д. А. Мак-Ги и Х. Д. Дженкинса (D. A. Mc Gee and H. D. Jenkins) (225). У этой ловушки ясно выражена ее связь с несогласием в основании миссисипских пластов в северной части района. В районе месторождения Оклахома Сити миссисипские и некоторые более древние свиты были смыты эрозией еще до отложения базальных слоев пенсильванской системы. Несогласие отделяет там пенсильванские породы от допенсильванских; карта района показывает только последние. Горизон-

* Автор правильно отмечает известную условность наименований «стратиграфический» и «структурный» для ловушек и залежей нефти и газа. Однако ниже, описывая «чисто стратиграфические ловушки», автор забывает об этом.. *Ред.*

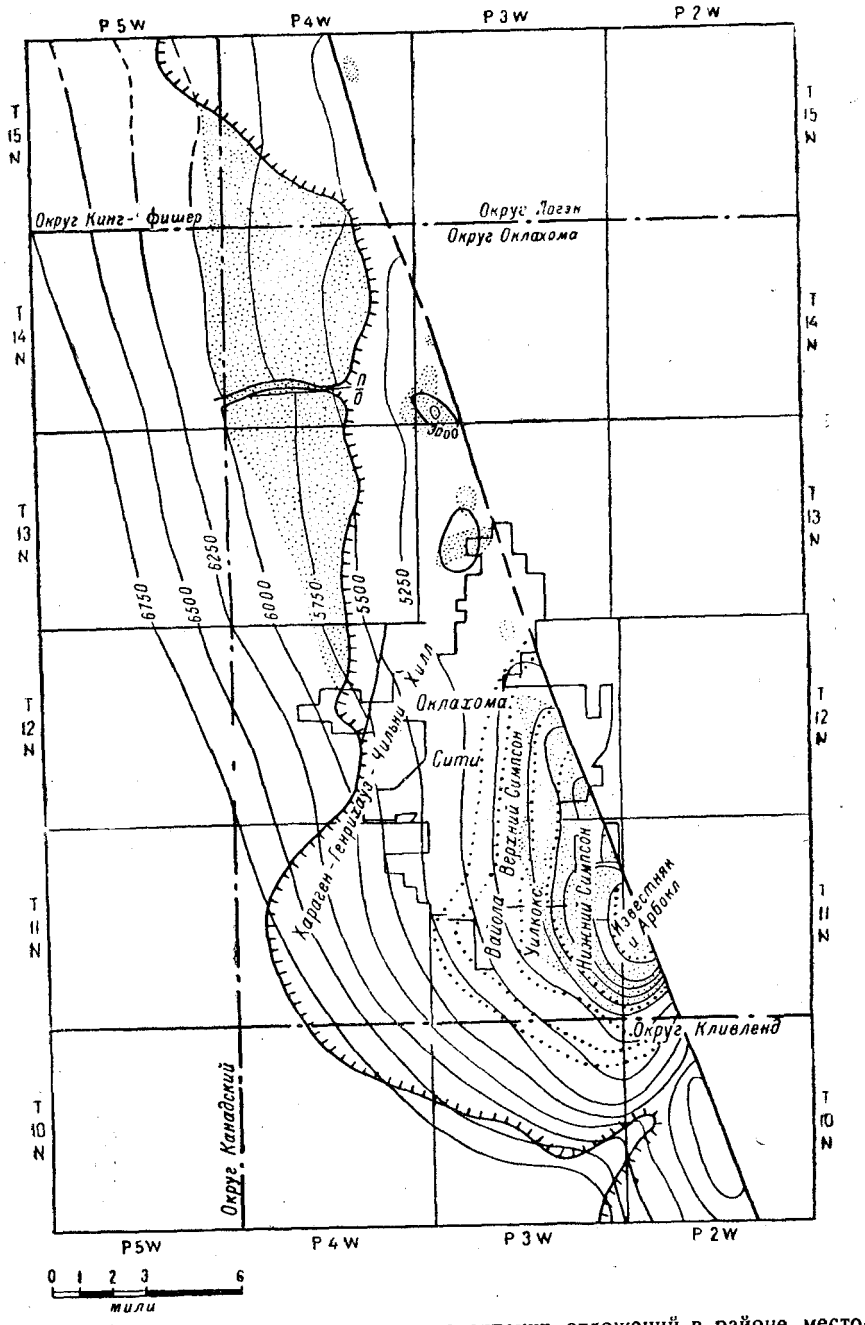


Рис. 9-11. Геологическая карта домиссисипских отложений в районе месторождения Уэст Эдмонд в Оклахоме. Горизонтали проведены по кровле горизонта Хараган-Генрихауз. Цифры указывают отметки ниже уровня моря. (По Mc Gee and Jenkins, A. A. P. G.).

тали изображают структуру отложений, залегающих под несогласием.

Оба нефтяные месторождения — Уэст Эдмонд и Оклахома Сити — расположены на обширном, высоком структурном поднятии «Гранитного моста» («Granite Ridge»), называемом также Немахским (Nemaha) поднятием, которое простирается через штат Канзас и северную часть Оклахомы. На востоке оно ограничено большим разрывом, к западу от которого наблюдается крутое региональное падение слоев к западу. Поднятие и эрозия этой структуры в допенсильванское время явились причинами образования перерывов и несогласий.

Наиболее важным фактором, определяющим местоположение ловушки в месторождении Уэст Эдмонд, является структурное повышение восточной границы развития горизонта Буа д'Арк в девонских известняках Хантон. Карта показывает, что в квадратах T. 13 и 14 N., R. 4 W. * восточный контур горизонта Буа д'Арк выдвинут вверх по восстанию и что степень этого выдвижения уменьшается к северу и югу. Так как горизонт Буа д'Арк покрывается и подстилается непроницаемыми пластами, то нефть, мигрирующая в этот участок [ловушку], задерживается в нем. Погребенное русло потока, разрезающее продуктивную часть горизонта Буа д'Арк, показано в южной части квадратов T. 14 N., R. 4 W.

Ловушки над угловыми несогласиями. Многие, иногда очень крупные, нефтяные и газовые месторождения расположены в ловушках над угловыми несогласиями.

В некоторых случаях нефть может происходить из пластов, залегающих над несогласием, и подниматься вверх по восстанию до тех пор, пока распространение коллектора, внутри которого она мигрирует, не будет прервано несогласием. Рассчитывать на такие ловушки скорей всего можно в тех случаях, когда свиты, содержащие проницаемые горизонты, являются ограниченными в своем распространении вследствие несогласия перекрытия, при условии, что выклинивание происходит вверх по восстанию пластов.

Поднимаясь вверх по восстанию более круто наклонных пластов, залегающих ниже углового несогласия, нефть и газ могут быть уловлены линзовидными пластами, развитыми над несогласием.

Для обнаружения ловушки подобного типа нужно выяснить, находится ли источник нефти над или под несогласием — проблема, которую часто трудно решить путем теоретических умозаключений. Тем не менее, накопление нефти в ловушках такого рода можно ожидать в тех случаях, когда налицо следующие

* См. стр. 85—86. *Ред.*

условия: 1) пласты над несогласием не относятся к типу пород, могущих служить в качестве нефте- или газоматеринских пород; 2) признаки, указывающие на нефть и газ, возрастают быстро над угловым несогласием; 3) свиты, лежащие ниже несогласия, являются, по всей видимости, материнскими породами и содержат нефти такого химического состава, который допускает возможность превращения их в нефти, аккумулировавшиеся над несогласием.

По данным сотрудников Карибской нефтяной компании (330) к вышеописанному типу залежей относится скопление нефти в большом прибрежном месторождении Боливар (Bolivar) в западной Венецуэле, а также в других месторождениях Венецуэлы, в которых продуктивными являются миоценовые горизонты.

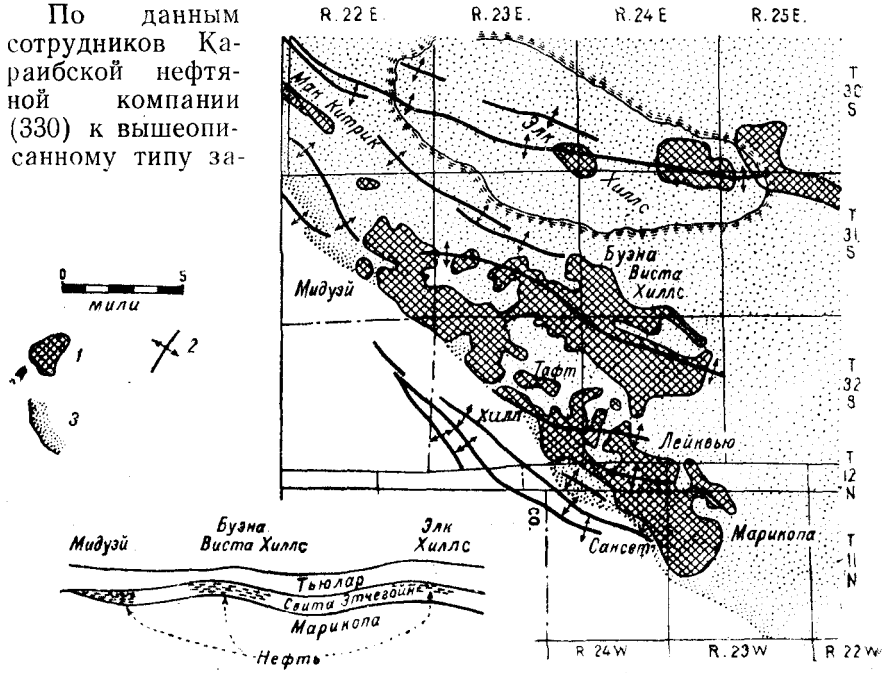


Рис. 9-12. Карта и поперечный геологический разрез провинции Сансет-Мидуэй-Буэна Виста в Калифорнии. (По Levorsen, A. A. P. G.).

1 — нефтяные месторождения; *2* — антиклинали; *3* — распространение погребенной свиты Этчегой.

Так как прибрежное месторождение Боливар является одним из крупнейших в мире (к концу 1945 г. его добыча превышала 1 млрд. баррелей (135 млн. *т* нефти), то одного его уже достаточно для того, чтобы данный тип ловушки считать исключительно важным. Нефтяная площадь Сансет Мидуэй (Sunset-Midway) может служить прекрасной иллюстрацией скопления нефти над несогласием. Карта в верхней правой части рис. 9-12,

взятого из работы А. Леворсена (206), показывает на положение нефтяных залежей по отношению к структурным [тектоническим] осям.

Нефтяные залежи на площадях Элк Хиллс (Elk Hills) и Буэна-Виста Хиллс (Buena Vista Hills) расположены в основном вблизи антиклиналей, в то время, как нефтяное месторождение Мидуэй-Сансет не тяготеет к ним. Поперечный разрез слева показывает нефтяные месторождения к антикли-

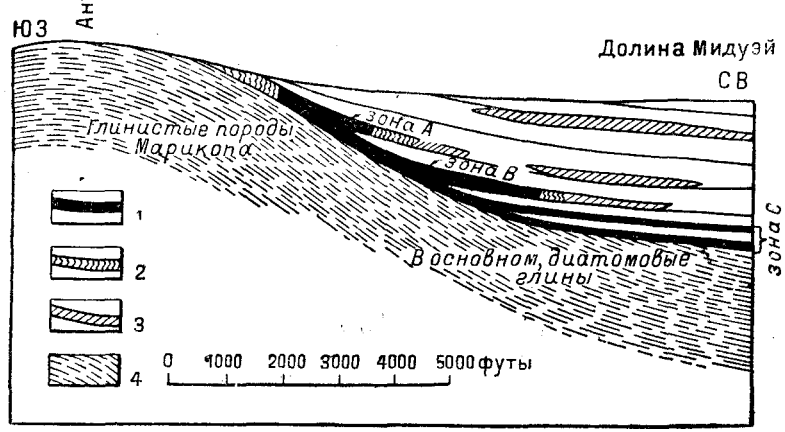


Рис. 9-13. Разрез месторождения Сансет-Мидуэй, показывающий распределение нефтяных, водоносных и закированных (tar) песков в зоне несогласия. (По Pack, U. S. G. S.) *

1 — нефтяной песок; *2* — закированный песок; *3* — водяной песок; *4* — глины.

налях Элк Хиллс и Буэна Виста Хиллс, а также скопления нефти в песках над сланцами Марикопа; в Сансет-Мидуэй эти нефтеносные пески ограничиваются вверх по восстанию вследствие несогласия у кровли сланцев Марикопа.

На рис. 9-13, принадлежащем Р. Паку (R. W. Pack) (256), приводится детальный разрез части нефтеносной площади Сансет-Мидуэй. По данным Р. Пака нефть образовалась в марикопских [диатомовых] сланцах и эмигрировала из них в пески над несогласием. По мере продвижения в этих песках, нефть, благодаря взаимодействию с сульфатами, содержащимися в водах, постепенно становилась более тяжелой и более вязкой. В конечном счете нефть смогла превратиться в асфальт или смолу, поэтому смоляные пески [tar sands] расположены дальше от несо-

* U. S. G. S. сокращенное обозначение U. S. Geological Survey. *Перев.*

гласия, нежели нефтеносные пески. На рис. 9-13 показана приуроченность песчаников к отложениям, несогласно перекрывающим сланцы, а также изоляцию асфальтом нефтяной залежи в резервуаре в месте его выхода на поверхность. Месторождение Сансет-Мидуэй является одним из крупнейших в стране — общее количество добытой здесь нефти оценивается в 850 млн. баррелей (115 млн. *т*).

Ловушки, связанные с погребенными возвышенностями и уплотнением осадков. Там, где залегающие полого осадочные породы покрывают значительные погребенные возвышенности подземного рельефа, уплотнение осадков может привести к образованию ловушек нефти и газа. Более древние породы погребенных возвышенностей обычно являются более жесткими, более твердыми, чем осадки, отложившиеся над этими возвышенностями.

Допустим, что песчаник отложился по всей площади так, что как раз прикрыл вершины самых высоких погребенных холмов. Под влиянием собственного веса, отложения, покрывающие песчаник, уплотняются; при этом уплотнение будет небольшим над вершинами погребенных холмов и более значительным — над погребенными долинами. В результате возникнет ряд пологих складок со сводами антиклиналей над вершинами погребенных холмов и с синклиналями, располагающимися над долинами. Кверху складки будут постепенно затухать и, как правило, через несколько сотен метров над погребенными рельефами сгладятся. Сокращение объема особенно заметно в глинистых породах и менее заметно в известняках и других плотных осадочных породах. Поэтому антиклинальные складки могут образовываться над погребенными известняковыми рифами и другими линзообразными телами твердых пород.

В антиклинальных складках над погребенными холмами и над погребенными известняковыми рифами могут скапливаться нефть и газ.

Залежи их могут возникать также там, где коллекторы выклиниваются вверх по склонам погребенного холма. Несмотря на пологость и малую высоту структур, образованных путем уплотнения под погребенными холмами, с ними связаны довольно многочисленные нефтяные и газовые месторождения.

Нефтяные залежи, приуроченные к погребенным возвышенностям, бывают двух типов: к одному из них относятся те залежи, которые залегают под несогласием, к другому — залегающие над несогласием. Там, где добычу нефти или газа можно вести из погребенных холмов, т. е. ниже поверхности несогласия, коллекторами обычно являются известняки или доломиты. Так как до своего захоронения известняки или доломиты выступали в рельефе в виде возвышенности, то, очевидно, что их пористость

и проницаемость могли сильно увеличиться благодаря растворяющему действию вод [грунтовых]. Известняки и доломиты, являющиеся обычно непроницаемыми, могли, таким образом, стать проницаемыми. Рис. 9-14, из работы С. П. Эллисона (S. P. Ellison) (101), дает хороший пример возвышенности, погребенной под несогласно лежащими отложениями. Нефть добывается из ордовикских доломитов, слагающих погребенный выступ [hogback] * Элленбергер. Ловушка образована покрывающими и прилегающими пластами сланцеватого доломита пермского возраста.

На рис. 9-15, заимствованном из работы А. Леворсена (206), показана нефтяная залежь в погребенных холмах (ниже несогласия) в верхах девонских пластов в районе Семинол (Seminole), штат Оклахома. Нефть скапливается в пористой зоне известняка Хантон силуро-девонского возраста. Пласты над погребенными холмами относятся к миссисипской или пенсильванской системам. Блок-диаграммы на рисунке изображают три типа ловушек: погребенные возвышенности, антиклинали и линзы пористых пород. Добыча нефти из песка Уилкокс (см. правую диаграмму) ведется из антиклинали, а из доломита Симпсон — из участков развития в нем пористости и проницаемости.

Рис. 9-16, из работы С. Кларка, Л. Арнетта и Дж. С. Ройдса (S. K. Clark, C. L. Arnett and J. S. Royds) (64), изображает ловушки сложного происхождения, связанные с погребенными возвышенностями и несогласиями. Нефтяная залежь в известняках Арбокл в левом [на рисунке] поднятии является, очевидно, антиклинальной, хотя она и приурочена к погребенной под несогласием возвышенности.

Песок Майзенер (Misener) образует ловушку путем выклинивания вверх по восстанию на склоне поднятия. Возможно образование ловушки в небольшом скоплении пористо-проницаемых осадков, отложившихся над поверхностью несогласия, посредине между двумя антиклиналями (слева на рисунке). Другая ловушка образовалась под перерывом в миссисипских кремнистых сланцах в результате их выклинивания [срезания] вверх по восстанию; этот тип ловушки содержит нефть на крыле поднятия (на разрезе нефтяная зона не показана).

На рис. 9-17, взятом из работы В. Котнера и Х. Е. Крама (Cotner and H. E. Crum) (68), показана общая геологическая картина района Амарильо (Amarillo) в Техасе, где обширное газовое месторождение связано с грядой докембрийских пород, простирающейся к западу от гор Уичита (Wichita Mountains) в Оклахоме. Газ добывается из гранитного гравия (wash), обра-

* Выступ с одним пологим и другим крутым склонами. *Ред.*

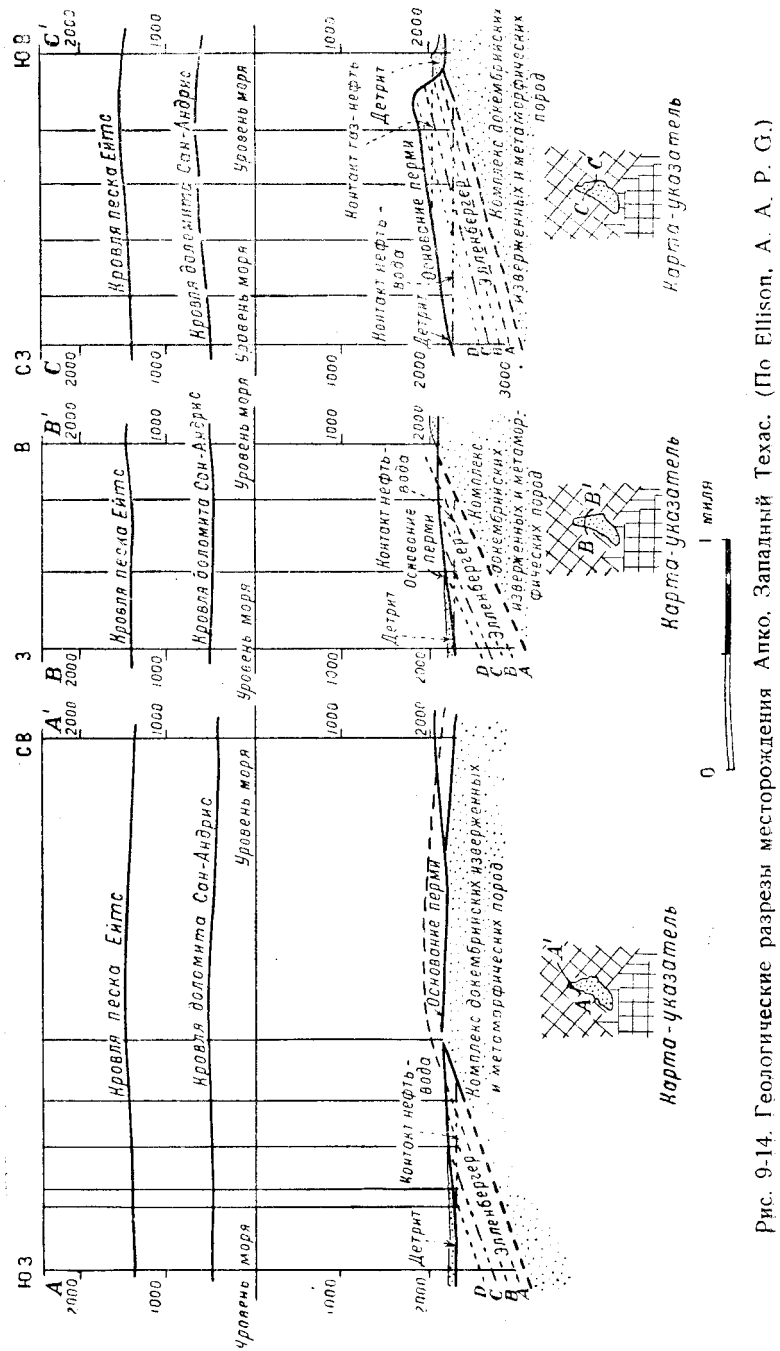


Рис. 9-14. Геологические разрезы месторождения Апко, Западный Техас. (По Ellison, A. A. P. G.)

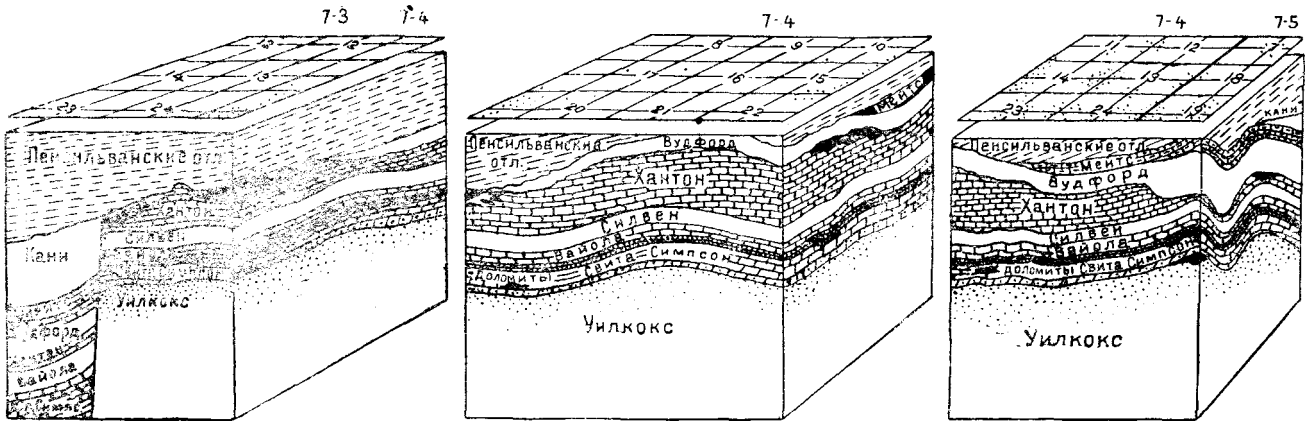


Рис. 9-15. Блок-диаграммы, изображающие структурное и стратиграфическое положения нефтяных залежей в округе Семинол, в Оклахоме. (По Levorsen, A. A. P. G.).

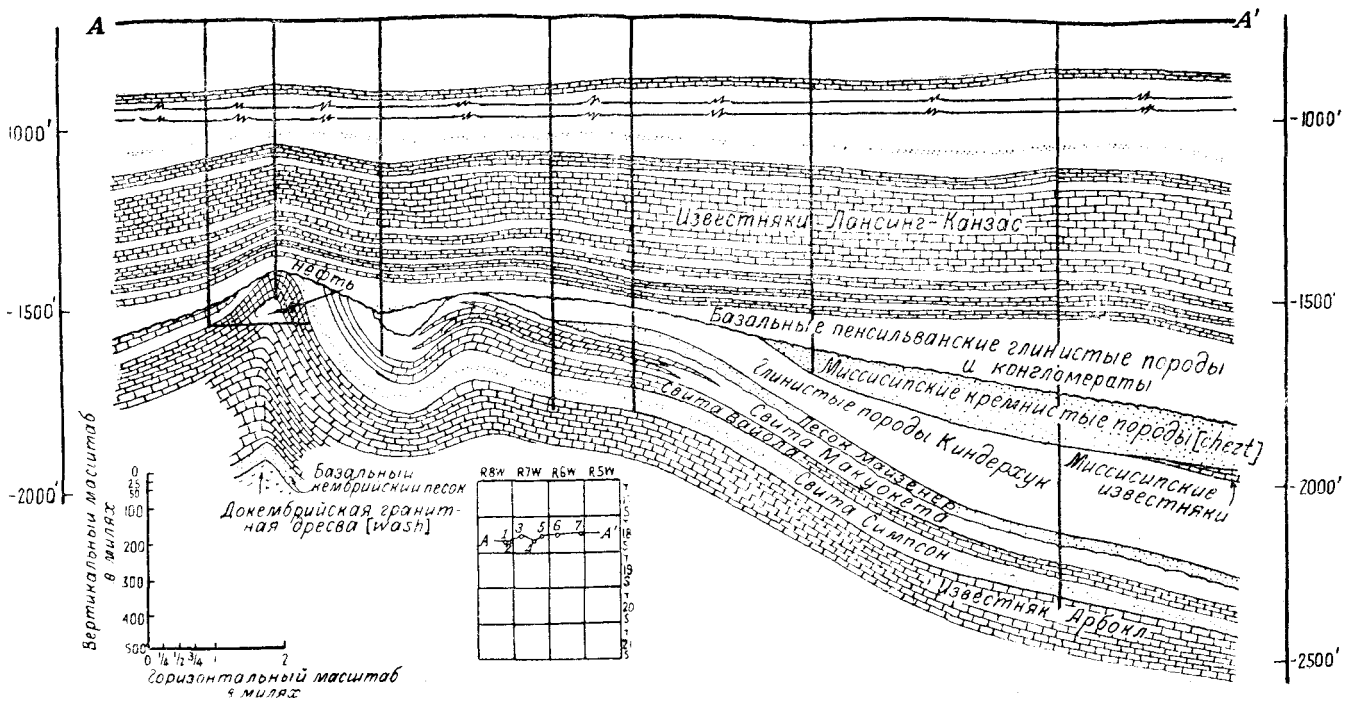


Рис. 9-16. Геологический разрез округа Дженесио, Канзас. (По Clark, Arnett и Royds, A. A. P. G.).

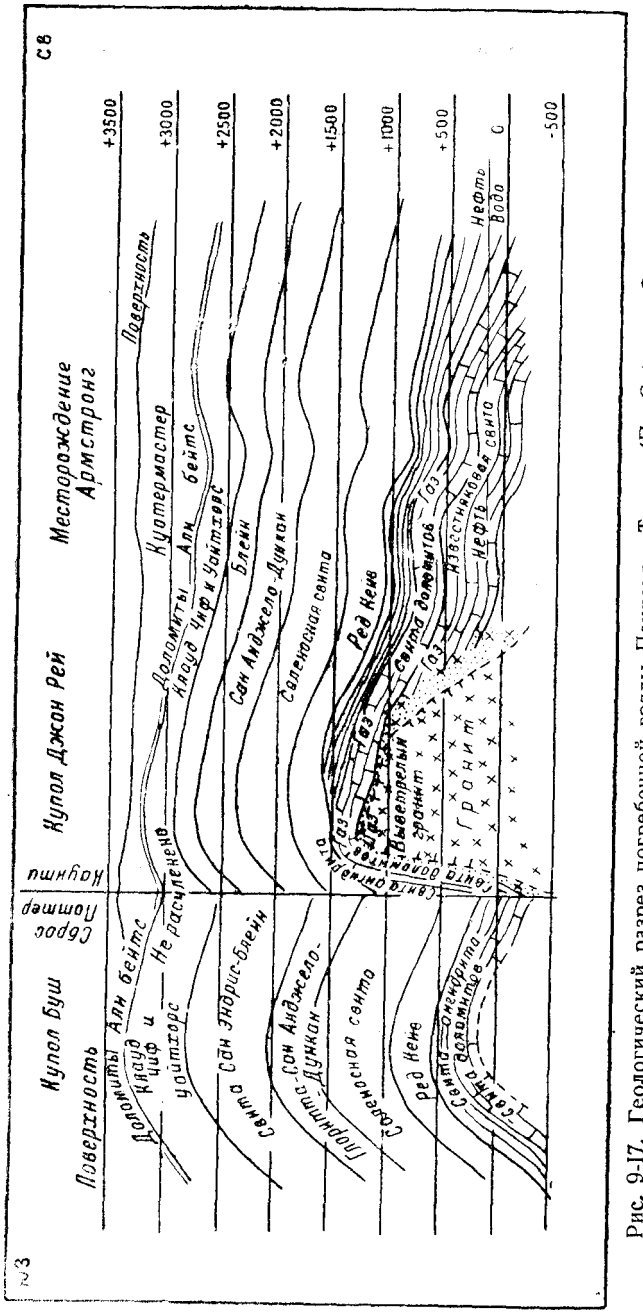


Рис. 9-17. Геологический разрез погребенной гряды Панхендл, Техас. (По Cotner и Crum, A. A. P. G.).

зовавшегося за счет докембрийских пород поднятия, и вообще добывается из каждого резервуара, который встречается над водо-нефтяным контактом. Хотя погребенные холмы и гряды, безусловно, оказали влияние на накопление нефти и газа, нельзя забывать также и о существовании здесь антиклинального подня-

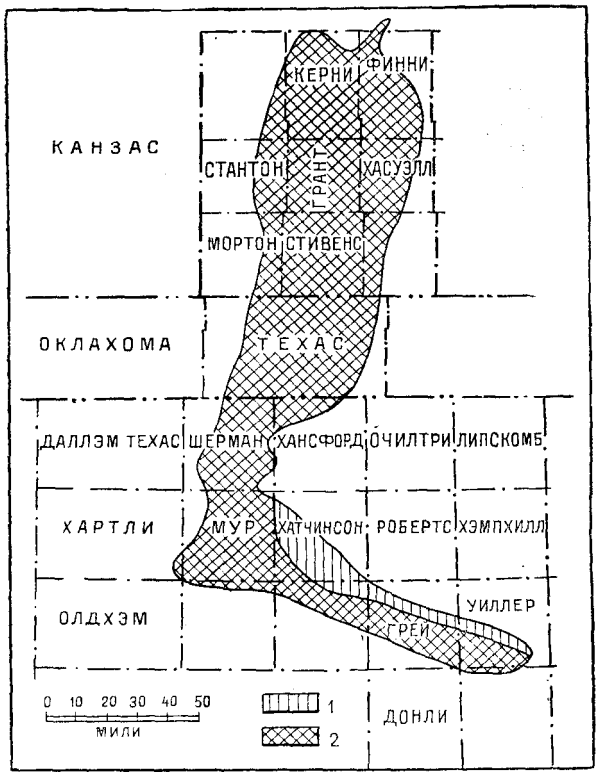


Рис. 9-18. Карта газоносного месторождения Панхендл Хьюготон.

1 — нефть; *2* — газ.

тия. Имеется определенный нефте-водяной контакт, располагающийся близко к уровню моря. Давление газа повсюду равно примерно 30 *кг/см*^{2}; оно отчетливо проявляется в Канзасе.

На рис. 9-18 дана карта газового месторождения Панхендл-Хьюготон (Panhadle-Hugoton), являющегося самым крупным газовым месторождением в мире. Оно занимает площадь около 5 млн. акров (2 млн. *га*). Юго-восточная часть месторождения Панхендл изображена на геологическом разрезе рис. 9-17. На северо-восточном склоне этого месторождения, ниже по па-

дению слоев, находится обширное нефтяное месторождение, общая суммарная добыча из которого составила 500 млн. баррелей (68 млн. *т*). Часть газового месторождения, простирающаяся к северу в виде длинного выступа в Оклахому и Канзас, представляет собой ловушку другого типа, хотя резервуар на этом пути и не прерывается. В этой северной части месторождения ловушка образовалась в результате постепенного перехода к западу, вверх по восстанию, проницаемого известнякового или доломитового коллектора в глинистые породы. Вниз по падению пластов в резервуаре, вероятно, располагается соленая вода.

Резервуары, запечатанные вверх по восстанию асфальтом. Хорошо известно, что скопления нефти могут располагаться ниже по падению слоев, содержащих асфальт. Последний запечатывает коллектор вблизи дневной поверхности и препятствует истечению нефти. Можно предположить, что нефть, мигрирующая вверх по восстанию через проницаемый резервуар, окисляется и изменяется и постепенно запечатывает полностью или частично коллектор у выхода его на поверхность. Наземным признаком возможности существования залежи данного типа являются обнажения асфальтовых песчаников или других пористых пород, иногда сопровождаемые выходами асфальтов или асфальтовыми озерами. Если задать скважины на запечатанные асфальтом пласты вниз по падению от их выходов, то, по всей вероятности, они встретят в пластах вблизи от поверхности асфальт с асфальтовой нефтью, которая с глубиной, вниз по падению, будет становиться все более жидкой. Примеры залежей данного типа известны в некоторых нефтяных месторождениях Сансет-Мидуэй и Коалинга (Coalinga) в Калифорнии.

На рис. 9-13 дан структурный разрез части нефтяного месторождения Сансет-Мидуэй, изображающий ловушку, образованную закупоркой коллектора на его выходе асфальтом. Залежи, образованные таким образом, не могут занимать большую площадь. Если вниз по падению от выходов запечатанных асфальтом пластов имеется обширное нефтяное месторождение, то вероятно присутствие нефти также в других типах ловушек. Запечатывание коллекторов асфальтом не считается обычно следствием стратиграфических или литологических изменений и, следовательно, залежи данного типа, если строго придерживаться значения терминов, следует поместить за рамки [приведенной выше] структурно-стратиграфической классификации. Тем не менее, запечатывание природных резервуаров, производимое асфальтом, аналогично стратиграфическому экранированию, поэтому и те и другие ловушки удобно рассматривать вместе.

Линзовидные резервуары и резервуары в виде широких полос на гомоклиналях. Многие проницаемые породы, отложившиеся в виде широких полос или линз, сменяются вверх по восстанию

слоев непроницаемыми породами. Если такого рода резервуар частично заполнен водой, то ловушка нефти и газа образуется вверх по восстанию на участке, где коллектор выклинивается. При отсутствии антиклинали, местоположение той части подземного склона, расположенной вверх по восстанию слоев, в которой могут образоваться наилучшие ловушки, может быть определено исключительно по направлению падения гомоклинали и по характеру стратиграфических изменений.

Очевидно, что знания лишь одной тектонической структуры района еще не достаточно для того, чтобы определить местоположение такого рода ловушек. Тем не менее, количество скважин, необходимых для поисков нефтяной или газовой залежи в ловушках данного типа, можно уменьшить, если вести бурение вниз по падению от скважин, не обнаруживших резервуара, и вверх по восстанию от скважин, отметивших присутствие в нем воды. К сожалению, положение залежи зависит от конфигурации контура выклинивания резервуара вверх по восстанию, которую нельзя установить без большого количества скважин. Следовательно, при поисках нефтяных месторождений в ловушках рассматриваемого типа вряд ли можно будет обойтись без бурения большого количества сухих [неудачных] скважин.

Рис. 9-19 и 9-20, из работы Д. Р. Сноу (D. R. Snow) (325), иллюстрирует характер накопления нефти в ловушках описываемого типа в нефтеносном песке Бартлсвилл (Bartlesville) (пенсильванского возраста) в северо-восточной части Оклахомы. Отложившись в виде широких полос, простирающихся на многие мили, песок этот участками содержит прослои глинистых пород; местами мощность песка уменьшается, а в некоторых местах он вообще отсутствует. Общее падение слоев направлено на запад. Стратиграфические ловушки образованы там, где нефть, перемещающаяся в восточном направлении через насыщенные водой пески, достигает зоны слабой проницаемости, препятствующей дальнейшей миграции. Карта изображает пять нефтяных залежей в ловушках данного типа, две из которых — месторождения Глен и Бэрбанк (Burbank, Glenn) — являются высокопродуктивными. Месторождение Кашинг (Cushing) приурочено не к стратиграфической ловушке, а к закрытой антиклинали; следует отметить, что оно находится в пределах большой площади развития песка Бартлсвилл и не у восточной ее границы.

На рис. 9-20 дан поперечный разрез трех залежей из числа показанных на предыдущей карте. Две нефтяные залежи находятся в стратиграфических ловушках в местах выклинивания вверх по восстанию песков Бартлсвилл и Глен. Показана также антиклиналь, к которой приурочена залежь Кашинг.

В линзовидном резервуаре нефть, газ и вода естественно стремятся распределиться в соответствии с их плотностью: газ в сво-

бодном состоянии собирается в верхней части резервуара, нефть занимает промежуточное положение, а соленая вода располагается внизу. Ясно, что если в резервуаре находятся только нефть и вода, то нефть будет скапливаться в верхней по восстанию части линзы; в том случае, если в резервуаре присутствуют нефть и газ, то нефть займет нижнюю по падению часть резервуара. На рис. 12-4 изображено распределение нефти и газа в ловушках данного типа.

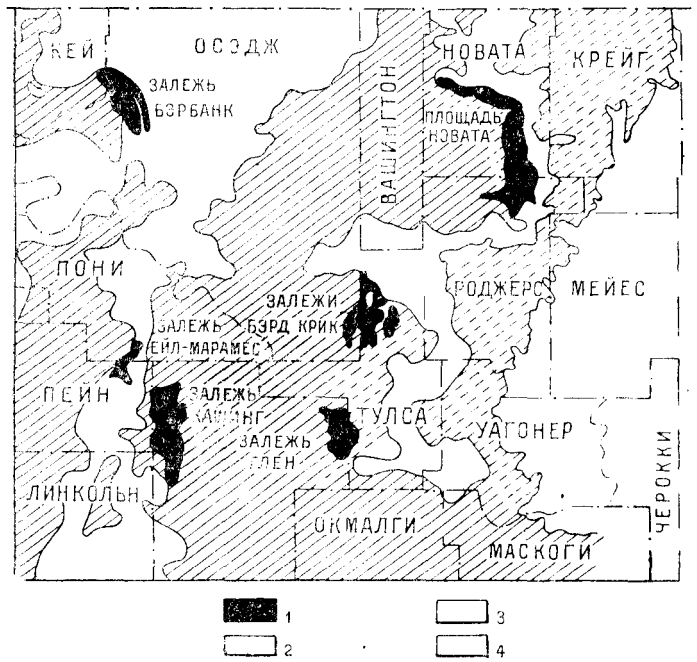


Рис. 9-19. Карта распространения Бартлсвиллских песков и нефтяных залежей в них в северо-восточной Оклахоме. (По Snow, A. A. P. G.).

1 — нефтяные месторождения; *2* — песок отсутствует; *3* — участки с малой мощностью песков или с прерывистым их распространением; *4* — хорошие пески.

Залежи нефти в синклиналях. В синклиналях может встретиться два вида промышленных скоплений нефти и газа. Скопления первого типа обусловливаются наличием непостоянных или линзовидных коллекторов. Резервуарами могут быть песчаные линзы в глинах или пористые зоны в песчаниках, известняках или доломитах, большая часть которых является непористой. Такие пористые зоны или песчаные линзы встречаются везде и не являются характерными для синклиналей; некоторые же из них встречаются в синклиналях просто случайно. Залежи такого

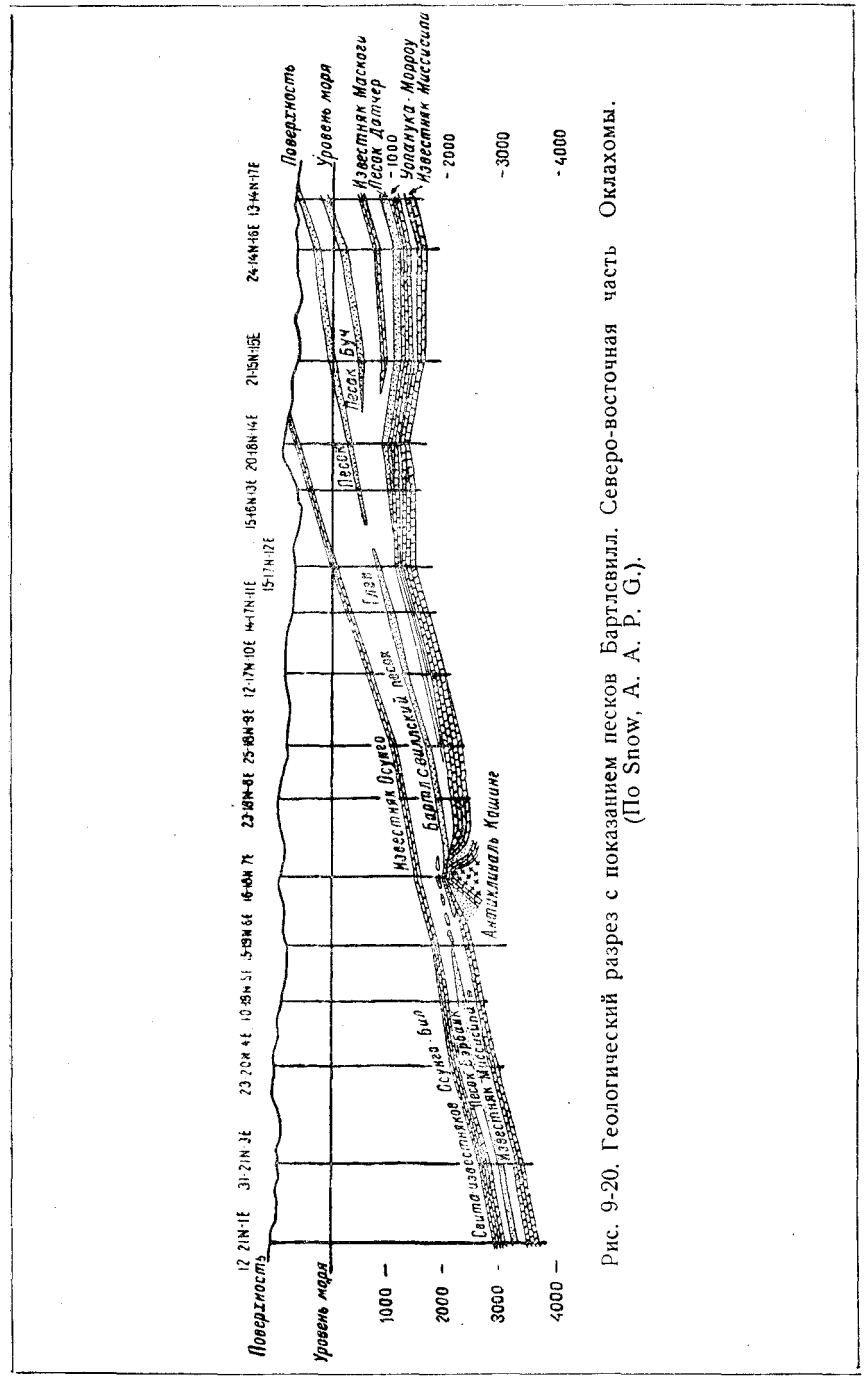


Рис. 9-20. Геологический разрез с показанием песков Бартлсвилл. Северо-восточная часть Оклахомы. (По Snow, A. A. P. G.).

рода не являются в сущности (по условиям своего образования) синклинальными. Залежи нефти, вполне определенно связанные с синклиналями, встречаются там, где один и тот же пористый и проницаемый коллектор развит не только в синклинали, но распространяется также на всей или на части смежной антиклинали, и где в резервуаре содержатся нефть и газ с небольшим количеством воды или без нее.

В таких условиях нефть, будучи тяжелее газа, стекает на дно синклинали или в нижнюю часть резервуара, а газ поднимается вверх по восстанию. Именно такое проявление газа ближе к антиклиналям или структурно повышенным частям складок отличает данный вид залежей от другого вида, представляющего собой случайное скопление нефти в синклинали. Следовательно, можно сделать вывод, что в синклиналях нефть следует искать в тех перспективных резервуарах, которые содержат газ в более высоких, в структурном отношении, участках [на крыльях синклинали]. Ясно, что резервуар должен быть ограничен в своем распространении вверх по восстанию и не достигать дневной поверхности, так как в противном случае газ улетучится в атмосферу и резервуар будет заполнен грунтовой водой. Залежи такого рода большей частью встречаются в коллекторах изменчивого характера. Скопления синклинальной нефти, на которые стратиграфические [литологические] изменения не оказали влияния, довольно редки. Наиболее значительной нефтепродуктивной площадью, дающей синклинальную нефть, является область Аппалачей, главным образом, та ее часть, которая расположена в Западной Вирджинии.

На участках, где пески являются непостоянными и содержат как нефть, так и газ с малым количеством соленой воды, нефть будет скапливаться в самой низкой части проницаемого песчаного тела, которая может располагаться в синклинали или просто у окончания резервуара [выклинивания вниз по падению]. На рис. 9-21, заимствованном из работы Т. Уоссон и И. Уоссон (Theron Wasson and Isobel Wasson) (380), изображено типичное месторождение описанного вида. Его примечательными чертами являются скопление газа в верхней по восстанию части резервуара, скопление нефти в самой низкой части резервуара и наличие непроницаемых плотно сцементированных участков в том же самом песчанике, который продуцирует нефть или газ из более пористых зон.

Чисто стратиграфические ловушки. * Стратиграфические ловушки обязаны своим возникновением чисто стратиграфическим причинам. Это исключает из их числа все ловушки, образование которых вызвано проявлением таких характерных структурных

* См. стр. 10 и примечание на стр. 172. *Ред.*

[тектонических] форм, как складки, дизъюнктивные нарушения, опрокидывание слоев или региональный наклон их и перерывы с угловатыми несогласиями. Таким образом, чисто стратиграфические ловушки включают линзы, на накопление в которых нефти не влияло региональное падение слоев; пористые зоны в некоторых породах; выполнения промоин [рукавообразные залежи]; бары, рифы и вообще все ловушки, возникшие в результате литологических изменений без участия тектонических сил. *

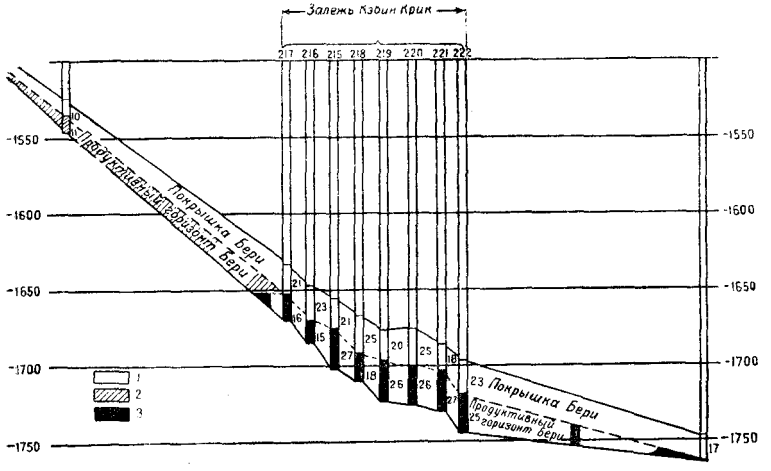


Рис. 9-21. Геологический разрез с показанием песка Бери в месторождении Кэбин Крик, Западная Вирджиния. (По Wasson and Wasson A. A. P. G.). Цифры указывают мощность покрышки и продуктивного горизонта.

1—кварцитовые породы, играющие роль покрышки; *2*—газоносный песок; *3*—нефтеносный песок.

Песчаные линзы, выполненные русла, бары. Одним из простейших типов чисто стратиграфических ловушек являются песчаные линзы. Термин «линза» употребляется применительно к любому песчаному телу, ограниченному в своем распространении и вовсе не означает, что песчаник действительно имеет форму линзы. Вся линза в целом может быть заполнена газом или нефтью. Нефтяные и газовые залежи в длинных, узких песчаных телах называются «шнурковыми». Хорошие примеры подобных залежей, обнаруженных в юго-восточном Канзасе и северо-восточной Оклахоме, описаны Д. Л. Ричем (J. L. Rich). Большинство этих длинных, узких песчаных резервуаров являлись раньше или каналами [руслами], или барами. Различие между ними состоит в том, что в каналах пески отлагались

* Тектонические движения в той или иной мере отражаются на всех стадиях литогенеза, и поэтому нельзя полностью исключать их влияние. *Ред.*

обычно течением или рекой и их поперечный разрез является выпуклым книзу у основания и довольно плоским в верхней части; прибрежный же бар в поперечном разрезе обычно имеет выпуклую верхнюю поверхность и плоское основание. В случае нефтяных залежей в линзообразных телах, полностью окруженных глинистыми породами, нефть не может собираться с большой площади. Следовательно, источники нефти, вероятно, находились поблизости от линз, и вообще отношение объема генерированной нефти к объему пористого пространства резервуара должно было быть высоким.

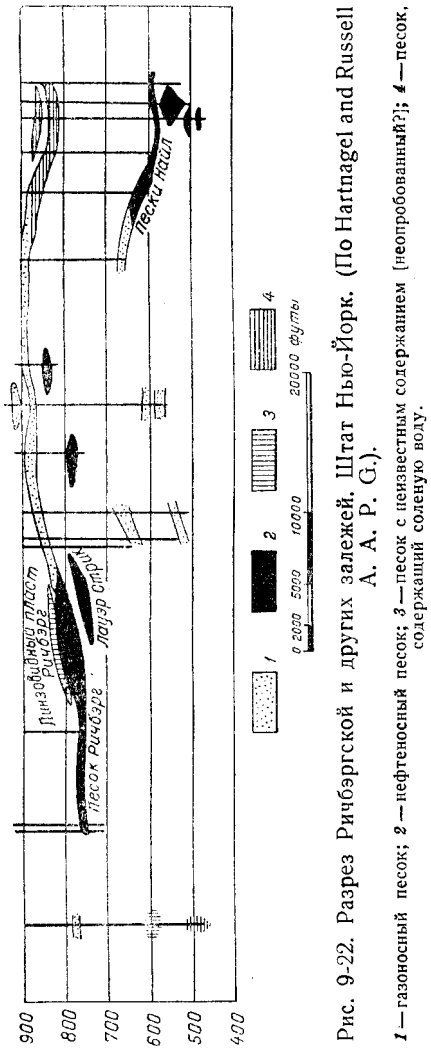


Рис. 9-22. Разрез Ричбэргской и других залежей. Штат Нью-Йорк. (По Hartnagel and Russell A. A. P. G.).
1 — газоносный песок; *2* — нефтеносный песок; *3* — песок с неизвестным содержанием [неопробованный?]; *4* — песок, содержащий соленую воду.

В некоторых случаях, исходя из имеющихся данных, можно четко определить характер отложений, в других же можно узнать только то, что резервуары не являются выдержанными. Зависимость распределения нефтяных залежей от тектоники в районе Миранда (Mirando) показана на рис. 15-11; развитие здесь свиты не является непрерывным, так как почти все нефтяные залежи находятся на моноклинали. С другой стороны, имеется достаточное количество данных, показывающих, что песчаные тела, изображенные на рис. 15-9А, представляют собой удаленные от берега отмели и что изогнутое песчаное тело на рис. 15-10 отложилось в канале (русле), образованном течением.

Рис. 9-22, взятый из работы К. Хартнагеля и У. Л. Рассела (C. A. Hartnagel and W. L. Russel) (143), изображает типичную картину мелких линзообразных песчаников (девонских) в северной части Аппалачской нефтеносной области. Песчаники здесь обычно лишены воды; иногда, однако, соленая вода в некотором количестве встречается в них, главным образом, в синклиналях и в нижних по падению частях песчаных линз. Накопление нефти и газа в подобных условиях контролируется, главным образом, стратиграфическими ловушками, хотя в песках, содержащих в большей своей части соленую воду, имеются и антиклинальные залежи.

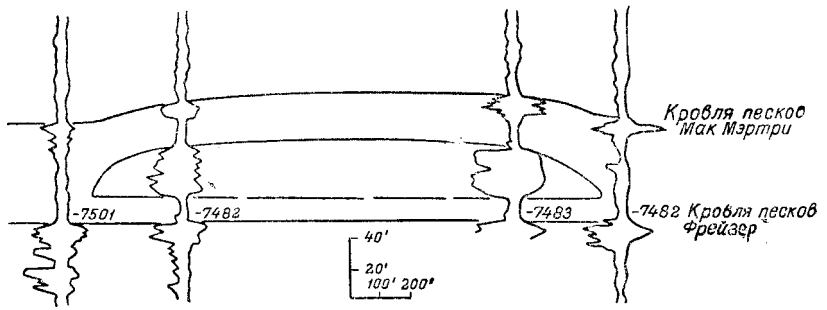


Рис. 9-23. Разрез песчаных линз Дэвис в месторождении Хардин, Техас (По Casey and Cantrel. A. A. P. G.).

Разрез иллюстрирует трудности коррелирования на той площади, где имелись только буровые разрезы песков и где скважины бурились много лет тому назад. Нефтяная залежь Ричбэрг (Richburg), на которую приходится большая часть добычи нефти в этом районе, очевидно, залегает в месте выклинивания вниз по падению песка Ричбэрг; к северу, в антиклинальном изгибе этого же песка находится газ, а еще севернее, в прилежащей синклинали, имеется соленая вода.

На площадях, где продуктивные пески в высшей степени непостоянны, залежи нефти могут быть и не связаны с тектонической структурой. Вместе с тем, в некоторых местах песчаные линзы в антиклиналях дают нефть; количество продуктивных песчаных линз вне структурных поднятий, выраженное в процентах, значительно меньше. Такая картина наблюдается в месторождении Гус Крик (Goose Creek) в Техасе, изображенном на рис. 12-12.

На рис. 9-23, взятом из работы С. Р. Кейзи и Р. Кантрела (S. Russel Casey and R. B. Cantrel) (55), дан поперечный разрез песчаной линзы, расположенной на поднятии, обусловленном глубоким соляным куполом. Линза эоценового песка в горизонтальной проекции является длинной (около 3350 *м*) и узкой (380 *м*). Как показывает разрез, составленный по электрокарот-

тажным данным, песчаная чечевица является относительно плоской в подошве и выпуклой кверху у кровли. Такая форма характерна для морского прибрежного бара. Существование песчаного бара вызвало относительно небольшой изгиб вышележащего песка. Очевидно, это явилось следствием или дифференциального уплотнения пород, или же условий отложения осадков на морском дне, над линзой [над баром].

Приведенный разрез не является структурным, так как при построении его за уровень взята кровля песка Фрейзер (Frazier). Песчаная линза Дэвис (Davis) дает газ и конденсат. Залежи нефти и газа в песчаной линзе Дэвис и в чечевицеобразных песках Гус Крик нужно считать антиклинальными, хотя очень трудно понять, каким образом происходила латеральная миграция по столь непостоянным пластам. Скопления нефти и газа в чечевицеобразных резервуарах иллюстрируется также рис. 12-4 и 13-3.

Рифы. Многие очень крупные и весьма рентабельные нефтяные месторождения мира приурочены к рифам. В некоторых районах рифы сложены известняками, однако в большинстве случаев рифы, еще до образования нефтяных и газовых залежей, претерпели доломитизацию. Если риф покрывает значительную площадь или имеет большую длину, то нефть и газ могут аккумулироваться в тех антиклиналях, которые располагаются у рифа, и тогда залежи будут частично структурными. В другом случае, вся пористая часть рифа в целом может быть заполнена нефтью или газом, или же в базальной части рифа ниже нефти может находиться соленая вода [массивные залежи, по И. О.Броду].Рифы варьируют от небольших тел, занимающих несколько га, до огромных массивов, простирающихся на сотни километров; соответственно варьируют и размеры связанных с рифами нефтяных залежей.

Некоторые рифы могут быть обнаружены с помощью сейсмических методов, другие же, расположенные под антиклиналями, образовавшимися благодаря дифференциальному уплотнению осадков, могут быть выявлены методами поверхностной или подземной структурой съемки. В некоторых рифах зоны проницаемости достигают большой мощности, результатом чего является высокая добыча с единицы площади. К нефтяным месторождениям, приуроченным к рифам, относятся Норман Уэллс (Norman Wells) в северной Канаде, Ле Дук (Le Duc), Альберта в Канаде, ряд значительных месторождений Пермского бассейна в Западном Техасе и в юго-восточной части Нью-Мексико, а также южные месторождения площади Тампико (Tampico), Мексика. Более детально вопрос о рифах рассматривается на стр. 346—353. На рис. 15-6 и 15-7 даны структурная карта и поперечный разрез месторождения Ле Дук.

Изолированные пористые зоны. Пористые зоны ограниченного распространения встречаются в известняках, доломитах и сцементированных песчаниках с незначительной пористостью. Существование таких пористых зон в известняках и доломитах во многих случаях обусловлено тем, что они были подняты и подвергались выветриванию [воздействию факторов гипергенеза]. Пористые зоны часто наблюдаются ниже несогласий; последние, однако, могут быть и не установленными. Во многих случаях остается неясным, почему резервуар в одной части является более пористым, чем в другой. Изменение в пористости пород часто приводит к образованию продуктивных ловушек. Обнаружить такие ловушки очень трудно, так как структурные карты обычно их не фиксируют, а определить их местоположение путем геофизических методов не представляется возможным. Очевидно, что многие нефтяные залежи в ловушках описываемого типа могут быть обнаружены лишь удачным бурением «диких кошек», иногда такие залежи случайно открываются при бурении на более глубокие горизонты. Ряд нефтяных месторождений данного типа в Сьюикли Квадренгл (Sewickly Quadrangle), Пенсильвания описал Манн (Munn).

Резервуары в проницаемых биогенных массивах. Этот тип резервуаров рассматривается в предыдущей главе. Так как проницаемость резервуара зависит от его химических и физических свойств, то ясно, что в данном случае залежи будут обусловлены стратиграфическими причинами. Тектоника, однако, может влиять на проницаемость и продуктивность залежи путем образования трещин, которые значительно ускоряют добычу газа.

Влияние количественных соотношений нефти, газа и воды в резервуаре

Относительное количество нефти, газа и воды в коллекторах оказывает заметное влияние на общий характер аккумуляции. В большинстве резервуаров объем соленой воды намного превышает объем нефти и газа. В таких случаях нефть и газ скапливаются в сводовых частях антиклиналей и в самых верхних частях резервуаров, выклинивающихся вверх по восстанию. Там, где в резервуаре относительное количество нефти и газа больше, замкнутые части антиклиналей могут быть заполнены целиком, а залежи в стратиграфических ловушках будут более крупными и многочисленными.

Если газ и нефть составляют заметную долю в общем объеме флюидов в резервуарах, то становится возможным возникновение целой группы нефтяных и газовых месторождений, как это установлено в юго-западной части штата Нью-Йорк, в западной Пенсильвании, в западной части Западной Вирджинии, в северо-во-

сточной части Оклахомы, в округе Гаррис (Harris), в Техасе и в некоторых районах Калифорнии. При указанном условии нефть может образовать залежи в большом количестве разнообразных ловушек, многие из которых могут быть стратиграфическими, и значительная часть общей площади района будет продуктивной. Если нефть и газ находятся в резервуаре в гораздо большем объеме, чем вода, то нефтепродуктивная площадь будет почти равна площади распространения коллектора, и нефть сможет заполнить структурные понижения.

Такой случай представлен на рис. 12-4, взятом из работы У. Т. Грисволда и М. Д. Манна (W. T. Griswold and M. J. Munn) (129). Рисунок иллюстрирует влияние изменения пропорций нефти, газа и воды на нефтенакопление в коллекторах. На разрезе видно, что в выдержанных песках, в которых объем воды значительно превышает объем нефти и газа, скопление последних носит антиклинальный характер. Примерами могут служить пески Солт (Salt) и Биг Инджун (Big Injun).

Коллекторы ниже Бери (Berea) не являются выдержанными отчасти потому, что в некоторых местах песчаники замещаются глинистыми породами, и отчасти потому, что некоторые части песчаников оказываются изолированными вследствие развития процесса цементации (плотно сцементированные песчаники отмечены на поперечном разрезе как сухие). В таких песчаниках скопления нефти являются явно не антиклинальными, частично они отмечаются в синклиналях. Причиной является количественное соотношение нефти, газа и воды в резервуарах. В некоторых песках объемы нефти, газа и воды почти равны и тогда (см. разрез) газ занимает антиклинали, вода — синклинали, а нефть располагается на крыльях складок. Там, где в песках нет воды, нефть обнаруживается в синклиналях, а газ появляется в антиклиналях и в местах выклинивания коллекторов вверх по восстанию.

При отсутствии необходимых надежных данных рекомендуется, безусловно, исходить из того, что объем нефти и газа в резервуарах гораздо меньше объема воды; это, конечно, является тем предположением, на котором базируется антиклинальная теория. В синклиналях нефть следует искать только в тех районах, где в антиклиналях был обнаружен газ.

Глава 10

ПОДЗЕМНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Введение

Соотношение различных видов подземного давления, которые проявляются в буровых скважинах, на первый взгляд кажется легко понять на основе соответствующих простых законов физики. В действительности же простота этой проблемы обманчива и не без основания многие ученые считают вопросы, связанные с подземным давлением, очень трудными для понимания. Некоторые методы, используемые для определения величины разных типов давления, являются общеизвестными, но какой-либо специальной работы, посвященной этому вопросу в целом, по-видимому, еще не опубликовано.

По этой причине нам кажется необходимым собрать в данной главе все важные для нефтяной геологии сведения о давлениях в недрах.

Вопрос о разных типах давления в недрах действительно является сложным и еще более запутанным, чем это рисуется автору. Он рассматривается в курсах тектоники, инженерной геологии, горного дела, гидрогеологии, подземной гидравлики. Критический разбор различных представлений, часто ошибочных, высказанных в связи с рассмотрением проблемы разного рода деформаций, претерпеваемых горными породами и флюидами и обусловливаемых тем или иным видом давления, недавно произведен Г. И. Гуревичем [Труды геофизического института № 31 (158), М., 1955].

К сожалению, Г. И. Гуревич сам не дал точных определений всех тех основных понятий и соответствующих терминов, с которыми приходится иметь дело геологам. В геологической литературе термин «давление» понимается двояко: с одной стороны, более узко и более точно, так же, как в физике, т. е. как нормальная составляющая поверхностной силы, действующей на единицу площади (на границе между разными предметами или внутри одной и той же среды); а с другой стороны, более широко, как давление вообще, не относимое к единице площади, т. е. как сила, способная вывести тело из равновесия изменить характер его движения, вызвать в нем напряжение, деформацию и т. д.; при этом всегда имеется в виду только такая сила, которая измеряется или в тех же единицах, что и вес тела или в динах. Именно в таком понимании употреблено слово «давление» во фразе «складчатость, вызванная тектоническим давлением».

Различают статическое давление (именуемое в гидрогеологии гидростатическим) и динамическое давление, обусловливаемое движением флюидов.

Геологи различают также виды давления (хотя правильнее было бы говорить о силах, а иногда — о механических напряжениях) по направлениям их действия (горизонтальное, вертикальное); по производимому им эффекту (уплотняющее, или сжимающее; давление, вызывающее сдвиги и т. д.); по объекту, обусловливающему давление (давление воды, льда, вышележащих отложений и т. п.) и др.

У. Рассел не представляет исключения среди геологов и также понимает под давлением то собственно давление, в узком смысле, то более широко как определенную механическую силу. Часто он говорит о давлениях (во множественном числе), имея в виду различные виды давления. В большинстве таких случаев при переводе на русский язык производилась соответствующая замена, т. е. вместо «давлений» писалось — «разные виды (или типы) давления». *(Ред. Н. В.)*

О видах подземного давления

Известны четыре вида подземного давления, три из коих играют важную роль в нефтегеологических процессах. Самым простым из них является *гидростатическое давление*, представляющее собой давление в жидкости. Исходя из определения, этот термин следует употреблять только в том случае, когда речь идет о давлении в жидкости. Поэтому неправильно говорить о гидростатическом давлении в консолидированном веществе, например, в породах.* Гидростатическое давление отличается от других видов давления тем, что оно одинаково действует по всем направлениям. Так, хотя гидростатическое давление является следствием веса расположенной выше жидкости, давящей на находящиеся ниже ее вещества, гидростатическое давление действует с такой же силой вверх, с какой оно действует вниз.

Давление в твердых компонентах пород называется *геостатическим давлением* (confining pressure). Оно обусловливается, главным образом или исключительно, действием веса находящихся выше веществ и всегда больше гидростатического давления, *испытываемого* жидкостями в порах породы. *Давление уплотнения* (compacting pressure) является той силой, которая стремится уплотнить породу за счет сокращения порового пространства и выжимания жидкостей из него; по величине оно отличается от геостатического и гидростатического давления. *Давление сдвига* (shearing pressure) или *вращательное давление* стремится деформировать породу. Куб будет находиться под действием давления сдвига в том случае, если его основание неподвижно, а на верхнюю часть действует горизонтальное давление. Давление сдвига действует на породы в процессах образования

* Соглашаться полностью с этим утверждением автора вовсе не обязательно, так как гидростатическое давление можно рассматривать как частный случай вообще всестороннего давления (см., например, Г. Д. Ажгирей. Структурная геология. Изд. МГУ, 1956). *Ред.*

складок и сбросов, однако точно высчитать его величину во многих случаях не удается. Помимо действия при образовании нефтеносных структур, давление сдвига не проявляет себя ни в каких других нефтегеологических процессах, а поэтому при дальнейшем изложении данной главы оно рассматриваться не будет.

Методы определения различных видов подземного давления

Измерения в скважинах. Гидростатическое давление является единственным видом подземного давления, поддающимся непосредственному измерению. Гидростатическое давление в пласте, содержащем флюиды, может быть измерено в скважине с помощью определенных инструментов, опускаемых в нее, например, глубинного манометра. Если жидкость неподвижна, то гидростатическое давление в скважине и в пласте на одной и той же *глубине будет одно и то же. Другим способом измерения давления* является определение его с помощью манометра, помещенного на устье скважины. При закрытой скважине давление в пласте ($P_{пл}$) равно давлению на устье плюс давление столба жидкости в скважине над пластом. Численная величина $P_{пл}$ в *кг/см*^{2} равна

$$P_{пл} = P_1 + \frac{H\gamma}{10},$$

где P_1 — давление на устье скважины в *кг/см*^{2}, H — высота столба жидкости над кровлей пласта и γ — удельный вес жидкости.

Если уровень жидкости в скважине ниже устья, то данные о высоте столба жидкости, необходимые при приведенных выше подсчетах, получаются путем измерения расстояния от уровня жидкости до пласта.

О способах вычисления гидростатического давления. При вращательном бурении непосредственное измерение давления с помощью манометров или определения уровней жидкостей в скважинах возможно лишь в редких случаях. Часто возникает потребность хотя бы в приблизительном определении величины гидростатического давления на различной глубине. Поэтому необходимо рассмотреть способы его вычисления.

В порах ниже зеркала подземных вод обычно находится соленая или пресная вода, и если поры в породе свободно связаны с поверхностью, то гидростатическое давление будет возрастать книзу через каждые 10 *м* на одну атмосферу в случае пресной воды и несколько быстрее — в случае соленой воды (в зависимости от ее удельного веса). В вертикальном пласте, сложенном песком или гравием, указанным способом можно высчитать довольно точно гидростатическое давление. Степень возрастания

гидростатического давления вниз от водной поверхности одинакова и не зависит от того, находится ли вода в озере или в океане, в вертикальной трубке или в группе связанных между собою пор.

Можно было бы предположить, что в рыхлом песке сила тяжести покрывающего песка будет частично оказывать давление на нижние слои воды, увеличивая тем самым ее гидростатическое давление. Однако этого не наблюдается, так как сила тяжести песка воспринимается песчаными зернами в точках их соприкосновения. При уплотнении песка объем порового пространства уменьшается и лишняя вода, выжатая из породы, вытекает в месте выхода песка на дневную поверхность. Уплотнение песчаных пород происходит очень медленно, и если они являются проницаемыми, то излишек гидростатического давления, необходимый для выталкивания воды, настолько мал, что его, вероятно, невозможно измерить.

Однако в случае разрозненных песчаных линз, окруженных глиной или какими-либо другими относительно непроницаемыми породами, положение может быть совершенно иным. Уплотнение песка может идти гораздо быстрее, чем удаление из него лишней воды; в результате гидростатическое давление может значительно превысить нормальное; из-за медленной фильтрации воды к поверхности потребовались бы, вероятно, миллионы лет для того, чтобы оно снизилось до нормальной величины. Если изолирующий слой является абсолютно непроницаемым, то гидростатическое давление будет сохраняться в течение долгого геологического времени; такие условия, однако, наблюдаются, вероятно, очень редко. Будет ли гидростатическое давление равно давлению водяного столба от пласта до зеркала подземных вод или оно будет больше, зависит от степени изолированности пластов, препятствующей утечке излишка жидкости; ответить на этот вопрос только с помощью полевых наблюдений невозможно.

Уплотнение не является единственным фактором, обусловливающим отклонение величины гидростатического давления от нормальной. Если голова проницаемого пласта обнажается на дневной поверхности, то гидростатическое давление в какой-либо точке, расположенной по протяженности пласта, зависит не от уровня подземных вод в данном пункте, а от абсолютной отметки обнажения при условии, конечно, что на всем этом протяжении пласт является проницаемым.

Коллекторы по их протяжению очень различны; одни протягиваются всего на несколько десятков метров, в то время как другие тянутся на сотни километров. Обычно в пунктах, удаленных более чем на 50—100 миль (80—160 *км*) от выхода пласта на дневную поверхность, не заметно влияния гипсометрии этого выхода на гидростатическое давление в пласте; имеются, однако, исключения. Не следует забывать о том, что любой проницаемый горизонт, как например, пористые породы в зоне над или под несогласием, может связывать коллектор с поверхностью.

У. Рассел (296) отмечает, что повышенное, относительно нормального, гидростатическое давление развивается в резервуарах среди мощных геологически молодых отложений. Их уплотнение приводит к тому, что в изолированных резервуарах-коллекторах повышается гидростатическое давление до тех пор, пока не выйдет лишняя вода. На площадях, где отложения были глубоко погребены, а затем эродированы, упругое расширение пород по снятии нагрузки может увеличить поровое пространство и вызвать падение гидростатического давления ниже нормального.

Связь между глубиной и давлением недавно исследовалась Д. Кэнноном и Р. Крейзом (G. E. Cannon and R. C. Crase) (52), из работ которых взят рис. 10-1. Пунктирная линия на этом рисунке изображает напорный градиент, создаваемый начинающимся у поверхности столбом соленой воды, содержащей 8% сухого остатка, а сплошная линия обозначает напорно-глубинный градиент, равный 0,465 фунтов на квадратный дюйм на каждый фут (0,11 *кг/см*^{2} на 1 *м*) глубины. Д. Кэннон и Р. Крейз отмечают, что если давление на контакте нефть-вода или газ-вода в какой-либо залежи является нормальным, то давление в высшей точке продуктивного пласта будет выше нормального,* так как и в нефтяных и газовых резервуарах степень понижения давления кверху значительно меньше убывания нормального напорно-глубинного градиента. В месторождении с большой амплитудой подъема слоев это может привести к значительному избытку давления в высшей точке пласта, однако вряд ли ненормально высокие давления, изображенные на рис. 10-1, полностью обусловлены данной причиной. Маловероятным кажется также и то, что ненормально высокие давления являются следствием наличия открытых и очень глубоких трещин, являющихся проводниками давлений от более глубоких горизонтов к залегающим на небольшой глубине.

Д. Кэннон и Р. Крейз установили, что фигуративные точки, соответствующие величинам давления у водо-нефтяных контактов

---

* На рис. 10-1 приводятся данные лишь для одной нефтеносной провинции Голфкоста, причем почти в половине измеренных скважин пластовое давление равнялось давлению столба жидкости с уровнем, достигающим поверхности, в остальных скважинах — значительно выше этой величины. В действительности значительно чаще пластовые давления ниже нормального гидростатического давления, составляя обычно 70—90% его. Подтверждением этому являются приводимые У. Расселом данные У. Эммонса по другим провинциям Огайо и Пенсильвании, в которых в большинстве скважин пластовые давления оказались ниже нормальных. Подробно этот вопрос разобран в курсе М. Ф. Мирчинка — Нефтепромысловая геология, 1946. *Ред.*

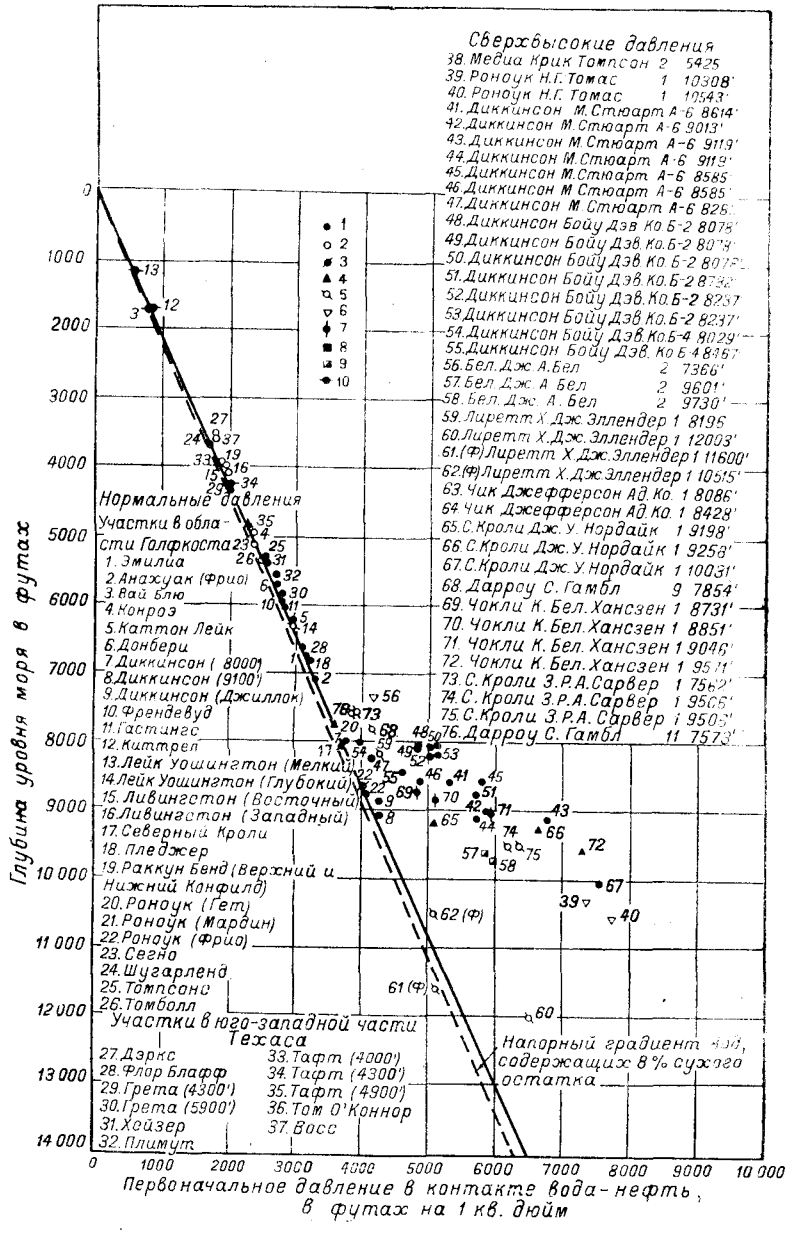


Рис. 10-1. Зависимость гидростатического давления от глубины (ниже уровня моря) в Голфкосте. (По Cannon и Craze Am. Inst. Min. Met. Eng.).

1 — фрио; *2* — кокфилд; *3* — Marginulina; *4* — Geterostegina; *5* — миоцен; *6* — виксбэрг; *7* — Discorbis; *8* — катахаула; *9* — верхний Сэлайн Байю; *10* — другие.

Выделены жирным шрифтом номера поисковых скважин, в которых давления определены по статическому уровню бурового раствора.

многих месторождений, располагаются очень близко к сплошной линии, обозначающей напорный градиент, равный 0,11 *кг/см²* на 1 *м* глубины (см. рис. 10-1). На глубинах ниже 7000 футов (2100 *м*) величины давления чаще значительно превышают этот градиент, причем максимальное превышение составляет около 64% нормальной величины. Эти ненормально высокие давления в большинстве случаев наблюдались не по всему месторождению, а в отдельных скважинах. В последних они хаотически изменяются от одного горизонта к другому, не обнаруживая закономерного увеличения с глубиной.

На основе диаграммы, приведенной на рис. 10-1, можно установить следующее: 1) наблюдаемые давления выше тех давлений, которые создаются столбом воды (с плотностью, средней для данной площади) высотой от измеряемой точки до поверхности; 2) с глубиной средние напорные градиенты возрастают. Вследствие того, что образование мощной толщи отложений в данном районе происходило в позднекайнозойское время, наличие этого ненормально высокого давления явно подтверждает мысль, что ненормально высокое давление встречается в районах развития мощных осадков, образовавшихся в недавнем геологическом прошлом. У. Эммонс (W. H. Emmons) (102) приводит около 30 глубинных замеров, главным образом в Огайо и Пенсильвании, из которых 21 замер показывает давления, более низкие, чем те, которые встретились бы при глубинно-напорном градиенте в 0,1 *кг/см²* на 1 *м* глубины. Глубины, на которых производились измерения, были незначительными, самая большая из них равнялась всего лишь 4500 футов (1372 *м*).

Полученные данные указывают, что в общем гидростатическое давление возрастает книзу в среднем от 0,43 до 0,47 фунтов на квадратный дюйм на каждый фут (от 0,1 до 0;11 *кг/см²* на каждый метр) глубины, но эта средняя величина возрастания в разных районах различна. В любом районе могут быть установлены давления, значительно меньшие или, наоборот, значительно превышающие нормальное. Лучший способ предсказания частоты распространения этих ненормальных давлений заключается в изучении данных большого количества измерений давлений на глубине в каком-либо определенном районе. Для районов, в которых пробурено мало скважин, следует воспользоваться данными по другим сходным в геологическом отношении районам. Едва ли стоит говорить о том, что изучение ненормально высоких давлений очень важно, так как [при бурении] они могут вызвать катастрофические выбросы газа.

Определение величины геостатического давления. Практической методики для проведения измерений геостатического давления непосредственно с помощью инструментов не существует ввиду того, что невозможно поместить измеряющую аппаратуру

внутрь твердой породы.* Тем не менее, определение величины геостатического давления не вызывает особых затруднений. Так как этот вид давления создается под действием веса всех вышележащих пород, необходимо высчитать вес столба пород от поверхности до того места, для которого определяется давление; это и будет величиной геостатического давления.

Однако геостатическое давление обладает свойствами, которые на первый взгляд представляются не совсем ясными. Мы видели, что при вычислении гидростатического давления не было необходимости в определении веса твердой фазы пород, так как ее вес никоим образом не влиял на величину этого давления. Можно было бы поэтому предположить, что при подсчете геостатического давления можно пренебречь весом воды в порах. Однако это не так, потому что геостатическое давление обусловливается весом всего покрывающего материала. Твердые составные части пород не влияют на величину гидростатического давления, но флюиды в их породах явно увеличивают вес пород.

Средняя плотность пород в любом районе может быть вычислена совершенно точно по данным о пористости, минеральном составе и плотности [уд. вес] минералов. У глинистых пород, как правило, с глубиной наблюдается постепенное увеличение плотности [объемного веса]. В случае пористых пород плотность можно подсчитать, если взять среднюю (по весу) плотность зерен или твердых компонентов и плотность флюидов в порах. Например, если пористость песчаника равна 24%, плотность зерен 2,7, а флюида в порах — 1,0, то средняя плотность будет равняться $(2{,}7 \times 76 + 1{,}0 \times 24) : 100$ или 2,292. Величина геостатического давления ($P_{гд}$) в *кг/см²* равна

$$P_{гд} = 0{,}1\gamma H,$$

где γ — средний удельный вес;
H — глубина в метрах.

Уплотняющее давление. Уплотняющее давление представляет собой разницу между гидростатическим и геостатическим давлениями. Оно представляет собой давление, которое стремится сократить объем породы за счет уменьшения порового пространства и удаления содержащихся в нем флюидов.

Гидростатическое и геостатическое давления производят очень незначительное уменьшение объема породы, но при прекращении их действия восстанавливается первоначальный объем, если не происходит уплотнения под влиянием уплотняющего давления. Другими словами, постоянное уплотнение и сокращение объема пород зависят от уплотняющего давления и не проявляют себя

* В механике грунтов такие замеры производятся. *Ред.*

там, где величина гидростатического давления в порах не менее величины геостатического давления. *

Необходимо понять, почему разница между гидростатическим и геостатическим давлениями вызывает уплотнение. Причина заключается в том, что гидростатическое давление противодействует стремлению геостатического давления закрыть поры и уплотнить породу. Действие гидростатического давления направлено изнутри на стенки пор, и если бы ему не противостояло всегда большее по величине геостатическое давление, то гидростатическое раздвинуло бы стенки пор. Это будет более понятным, если представить себе на глубине в породе полый куб. При наличии в кубе вакуума давления, противодействующего геостатическому, не будет, и вся сила последнего будет направлена на то, чтобы обрушить стенки внутрь куба. Если бы гидростатическое давление в жидкости в кубе было равно 2000 фунтов/дюйм² (140,6 *кг/см²*), то это давление действовало бы изнутри на все стороны полого куба и противостояло бы геостатическому давлению, стремящемуся раздавить куб. Таким же образом давят флюиды на стенки пор.

Геостатическое и гидростатическое давления в осадках, покрытых водой. Гидростатическое давление в осадках, покрытых массой воды, равно весу водяного столба, имеющего высоту от точки, для которой определяется давление, до поверхности водного бассейна. На дне бассейна геостатическое давление по величине равно гидростатическому давлению, а дальше, ниже дна бассейна оно равно сумме гидростатического давления на дне бассейна плюс (+) вес столба осадков (включая содержащуюся в них воду), имеющего высоту от дна бассейна до глубины, для которой оно определяется.

Эта проблема имеет практическое применение при постройке туннелей под дном озер и рек. Если туннель расположен в толще мощностью в 100 *м*, с удельным весом в 2,0, находящейся под пресноводным водоемом глубиной в 100 *м*, то гидростатическое давление в воде, находящейся в порах пород на глубине туннеля, будет равно

$$\frac{100}{10} + \frac{100}{10} = 20 \text{ кг/см}^2,$$

а геостатическое давление равно

$$\frac{100}{10} + \frac{100 \cdot 2}{10} = 30 \text{ кг/см}^2,$$

следовательно, уплотняющее давление в породах на глубине туннеля будет равным $30 - 20 = 10$ *кг/см²*. Если воздух в туннеле

* Обычно это имеет место в плывунах. *Ред.*

имеет сообщение с атмосферой, то давление, действующее на стенки туннеля, будет таким же, как и геостатическое давление, т. е. 30 *кг/см*^{2}.

Изменение гидростатического давления в резервуарах. Возрастание с глубиной гидростатического давления в резервуарах происходит по тому же закону, что и увеличение гидростатического давления с глубиной в проницаемых породах, а именно:

$$\Delta P = 0{,}1\gamma,$$

где ΔP — изменение давления при изменении глубины на 1 *м*; γ — удельный вес флюида в пласте. Если с глубиной давления не увеличиваются на данную величину, следовательно нет равновесия, и тогда флюиды в пласте будут двигаться в сторону меньших давлений. После начала добычи нефти или газа флюиды выходят из состояния равновесия и начинают передвигаться, но до этого они находятся в равновесии (за исключением артезианских бассейнов). Если же в каких-либо двух пунктах [одного и того же пласта] до начала добычи флюиды не находятся в равновесии, то это указывает на то, что между данными пунктами имеется непроницаемый барьер.

Давление, возникающее в результате разницы удельных весов воды и нефти, может быть вычислено таким же образом. Если часть песка, насыщенного соленой водой удельного веса 1,05, в верхней части, мощностью 1 *м*, пропитана нефтью с удельным весом 0,85, то давление в кровле пласта, направленное кверху вследствие разности удельных весов, будет равно $0{,}2 \times 0{,}1$ или 0,02 *кг/см*^{2} (без учета сил поверхностного натяжения).

Давление на магму и ниже зоны разломов. Та часть земной коры, в которой могут существовать поры или открытые трещины, известна как зона разломов [трещиноватая зона]. Ниже этой зоны разломов, минимальная мощность которой местами достигает 4 миль (6,4 *км*), давление настолько велико, что все отверстия являются закрытыми и порового пространства не существует. * Эта зона известна как зона течения (zone flowage), и к ней не применимы правила для вычисления гидростатического давления в порах. Конечно, гидростатическое давление на магму не может

* Это утверждение автора не подкреплено ни расчетами, ни экспериментальными данными и находится в противоречии с геологическими наблюдениями. Так например, песчаники нижней юры Большого Кавказа, испытавшие погружение на глубину 12—15 *км*, обладают пористостью. Также пористы песчаники карбона Донбасса, погружавшиеся в период прогибания геосинклинали на глубину до 10 *км*. Наконец, получение значительного притока нефти с глубины около 7000 *м* (6885 *м*) опровергает утверждение автора.

Ф. Дж. Тэрнер, в соответствии с данными У. Грубенманна, считает, что региональный метаморфизм пород, связанный лишь с погружением, начинается с глубины 15 *км*. *Ред.*

быть вычислено тем же путем, что и давление в флюидах, находящихся в порах пород. Так как магме приходится выдерживать вес вышележащих пород, то, очевидно, гидростатическое давление магмы будет приблизительно равно геостатическому давлению.

О важной роли гидростатического давления при добыче нефти и газа

Давно известно, что гидростатическое давление имеет огромное значение при добыче нефти и газа. Распространенными терминами для обозначения гидростатического давления в продуктивных пластах, обычно употребляемыми при измерениях давления в газовых горизонтах, являются «давление газа» или «давление пород» (rock pressure»); лучшим термином является «пластовое давление». Гидростатическое давление особенно важно в случае добычи газа, так как уровень добычи и количество газа, остающегося в пласте, приблизительно пропорционально гидростатическому давлению в залежах, имеющих водонапорный режим.

Если в одном и том же пласте газ и нефть залегают вместе, то чаще всего основным агентом, обусловливающим добычу нефти путем проталкивания ее в скважины, является газ. В соответствии с этим, давление газа тщательно сохраняется путем закрытия чисто газовых скважин и эксплуатации нефтяных скважин с наиболее выгодным низким газовым фактором. В месторождениях с водонапорным режимом основным агентом при добыче нефти является гидростатическое давление воды, поэтому оно сохраняется с помощью различных способов, как например, путем нагнетания обратно в пласт части воды, добытой вместе с нефтью. * Различные способы добычи нефти путем нагнетания газа или воды в пласт можно было бы рассматривать как методы восстановления гидростатического давления.

О роли уплотняющего давления при геологических процессах

Уплотнение. Уплотняющее давление играет значительную роль при геологических процессах благодаря тому, что оно вызывает уплотнение пород. В кластических породах давление, возникающее вследствие разницы между геостатическим и гидростатическим давлениями, воспринимается зернами пород, а это озна-

* Очевидно для поддержания пластового давления этого недостаточно. При широко применяемом в СССР законтурном заводнении количество нагнетаемой в пласт жидкости нередко превышает суммарный объем воды и нефти, извлекаемых из пласта. *Ред.*

чает, что напряжение стресса концентрируется в точках контакта зерен между собою. Это может вызвать уплотнение как путем прогибания или разрушения зерен, так и путем растворения их в точках соприкосновения, где напряжение является наибольшим. Обычно кремнезем, а также другие соединения, растворяемые таким путем, будут отлагаться в смежных частях тех же зерен в местах меньшего напряжения.

В результате этого процесса с глубиной плотность и твердость глинистых пород увеличивается, а их пористость уменьшается. Песчаники также становятся плотнее, тверже, пористость их понижается, и в конечном счете они могут превратиться в кварциты. Флюиды, выжатые из пород вследствие уменьшения пористости последних, должны пройти через покрывающие пласты и выйти на поверхность, хотя, несомненно, они вместо того, чтобы двигаться прямо к поверхности, в первую очередь поступают в более проницаемые пласты.

Тот факт, что гидростатическое давление, в общем, грубо равно давлению водяного столба, достигающего поверхности, указывает на возможность движения излишнего количества флюидов через глинистые породы в ближайшие трещины отдельности или в ближайший проницаемый пласт. Тем не менее, наличие ненормально высоких давлений свидетельствует об увеличении гидростатического давления под влиянием уплотнения в полностью или частично изолированных резервуарах. Вода, выжатая из глинистых пород в процессе их уплотнения, несомненно, изменяет химический состав воды тех проницаемых пластов, через которые она проходит на своем пути к поверхности. Предполагается, что уплотнение является тем фактором, под воздействием которого происходит перемещение нефти и газа из материнских пород в коллекторы.

Сжатие пластов и оседание поверхности. Вследствие того, что во время добычи нефти и газа гидростатическое давление в нефтяных и газовых пластах уменьшается, а геостатическое давление остается тем же, уплотняющее давление неуклонно возрастает. Отсюда всегда существует некоторое сжатие пласта, однако там, где порода, слагающая продуктивный пласт, является жесткой или хорошо сцементированной, сжатие будет небольшим и упругим. С другой стороны, в мягких неконсолидированных песчаных породах уменьшение объема происходит, главным образом, за счет уплотнения и потери порового пространства, при этом результаты могут быть довольно значительными. Поровое пространство и объем породы уменьшаются, а снижение давления задерживается. Если покрывающие породы являются недостаточно жесткими, чтобы выдержать собственный вес, то оседание захватывает всю толщу пород от продуктивного пласта до поверхности.

Породы, залегающие непосредственно над мягкими неотвердевшими песчаными разностями, в редких случаях способны поддержать покрывающие пласты. Поэтому там, где нефть и газ добываются из пород данного типа, обычно происходит оседание поверхности. Это оседание оставалось бы незамеченным, если бы на месторождении не проводились точные нивелировочные ходы до начала и после их эксплуатации или если бы в результате оседания поверхность не опускалась ниже уровня водных бассейнов.

По данным Г. Майнора (H. E. Minor) (235) и Л. Снайдера (L. C. Snider) (324), оседание поверхности в месторождении Гус Крик (Goose Greek) равнялось нескольким футам и было самым большим для площади с максимальной добычей нефти. В месторождении Лагунильяс (Lagunillas) в Венецуэле при измерении оказалось, что оседание поверхности превышает 10 футов (3 *м*). Средняя мощность продуктивного пласта месторождения около 80 футов (24 *м*), а эффективная пористость составляет минимум 25%. Первоначальное давление в коллекторе на глубине в 2500 футов (762 *м*) равнялось 1750 фунтов (123 *кг/см*^{2}) на квадратный дюйм, т. е. было выше нормального. Принимая во внимание, что нефтеносный песок на площади максимальной осадки имел мощность, равную 100 футов (30 *м*), а пористость — 25%, то, чтобы оседание достигло 10 футов (3 *м*), сжатие и уплотнение при оседании, должны были снизить пористость на 10%, т. е. от 25 до 15%.* Кроме того, на 1 акр площади поровое пространство должно было уменьшиться на 780 000 баррелей (306 222 *м*^{3} на 1 *га*).

Очевидно, уплотнение продуктивного пласта в неотвердевших отложениях настолько значительно, что его необходимо учитывать

* Такое уменьшение пористости песка на столь небольшой глубине вряд ли возможно. При своих расчетах автор не учитывает весьма существенного фактора — выноса песка в процессе эксплуатации, который, очевидно, и является основной причиной оседания поверхности на эксплуатационных площадках. Судя по результатам весьма продолжительной добычи нефти во многих месторождениях (например, Ленинский район в Баку — свыше 75 лет и др.), в которых получены огромные количества нефти с единицы площади, снижение лишь одного гидростатического давления в пласте не вызывает обычно просадок на поверхности. Даже в такой склонной к просадкам породе как лёсс, просадки образуются, в основном, вследствие растворения компонентов. Не исключено, что в случаях, когда породы имеют пористость выше теоретически возможной и насыщены жидкостью, снижение гидростатического давления последней приводит к сближению зерен. Однако и в этом случае при эксплуатации таких горизонтов происходит вынос песка в скважины. Некоторые исследователи считают, что отмечающиеся в районе Баку небольшие землетрясения с эпицентрами, расположенными в пределах площадей, подвергшихся длительной эксплуатации (например Биби-Эйбат и др.), связаны с уплотнением продуктивных горизонтов, хотя заметных просадок при этом не наблюдалось. *Ред.*

при вычислении запасов, давления и пористости. Так как при возрастании уплотняющего давления происходит сокращение объема пород, то при уменьшении этого вида давления до первоначальной величины происходит некоторое их расширение, как это имеет место в извлеченных на поверхность кернах. Однако уменьшение объема в пласте происходит, главным образом, под влиянием деформации уплотнения, которая является неупругой. Упругое расширение при восстановлении давления гораздо меньше уплотнения.

Оседание поверхности также происходит над некоторыми резервуарами, расположенными в открытых трещинах. В подобных случаях выявляется, что гидростатическое давление помогает удерживать покрывающие породы. Как только во время добычи нефти или газа снижается гидростатическое давление, эти породы трескаются и оседают. В округах Кэмберленда, Клинтон и Уэйн штата Кентукки и прилегающих частях Теннесси об оседании поверхности над некоторыми небольшими, неглубокими нефтяными и газовыми залежами, заключенными в трещинах ордовикских известняков, можно судить по развитию трещин в коренных породах. Одна из скважин в северной центральной части округа Клинтон на глубине нескольких сот футов наткнулась на газовый карман, который был исчерпан в несколько дней. Позднее на поверхности возникли зияющие трещины, а благодаря оседанию в русле ручья образовался пруд небольшой глубины (в несколько футов). Приведенные сведения были получены от ряда лиц, живших в районах этих месторождений во время их разработки. Исходя из подобных сведений, правда весьма ограниченных, можно предполагать, что наблюдавшееся оседание поверхности земли над залежами газа и нефти связано с ненормально высокими давлениями в резервуарах.

Влияние уплотняющего давления на образование и миграцию нефти и газа. Вполне возможно, что уплотняющее давление сыграло роль в образовании нефти и газа и в перемещении их из материнских пород. Этот вопрос более детально рассматривается в следующей главе.

Ненормальные давления

При нанесении на диаграмму фигуративных точек гидростатического давления, наблюдаемого в пластах на различной глубине, видно, как уже об этом говорилось ранее, что большинство точек располагается вблизи линии, соответствующей увеличению давления в 45 фунтов на квадратный дюйм (0,1 *кг/см*^{2}) на 1 *м* глубины. Давление на определенной глубине, соответствующее указанному градиенту, считается нормальным; оно приблизительно равно гидростатическому давлению водяного столба от точки, расположенной на этой глубине, до поверхности.

Величины давлений значительно меньшие или, наоборот, намного превышающие указанные выше, можно рассматривать как ненормальные. Существование ненормально высоких давлений можно объяснить как следствие полной или частичной изоляции пластов, в результате которой излишки флюидов, образовавшиеся при уплотнении пористых пород, не могут выйти из резервуаров. Эти ненормально высокие давления возникают при отложении покрывающих осадков. По мере возрастания мощности последних, в процессе погребения пласта геостатическое давление увеличивается. Это, в свою очередь, создает высокое уплотняющее давление, которое сокращает объем порового пространства в пласте. При свободном вытекании излишнего количества флюидов давление остается нормальным, но если резервуар изолирован, то гидростатическое давление будет повышаться до тех пор, пока не приостановится уплотнение, или пока содержащиеся в пласте флюиды не создадут проход для свободного вытекания из него. Так как просачивание флюидов через относительно непроницаемые глинистые породы мощностью в сотни метров происходит очень медленно, ненормально высокие давления, возникающие при отложении, могут сохраняться до рассеивания в течение продолжительного периода геологического времени. Ненормально высокие давления, очевидно, частично противодействуют весу покрывающих пород, чем и объясняется большая величина оседания местности при снижении этих давлений до нормальных величин.

Причина существования ненормально низких давлений менее ясна, чем ненормально высоких давлений. Возможно, что увеличение объема упругих пород резервуара при снижении геостатического и уплотняющего давлений вследствие эрозии вызывает увеличение объема порового пространства в коллекторах. Это, несомненно, снизило бы гидростатическое давление в них. Если при упругом расширении, происходящем вследствие эрозии вышележащих пластов, глинистые породы поглощают воду из смежных коллекторов, то это также может вызвать уменьшение гидростатического давления ниже нормального.

Глава 11

ПРОИСХОЖДЕНИЕ НЕФТИ

Важность проблемы

Три основных условия определяют возможность образования промышленного скопления нефти: существование нефтематеринской породы, коллектора и подходящей ловушки. Поэтому на первый взгляд кажется, что исследования нефтематеринских пород имеют первостепенную важность как для теории, так и для практики. К сожалению, все произведенные до сих пор работы в области происхождения нефти позволили сделать лишь весьма расплывчатые теоретические выводы, имеющие небольшую практическую ценность для поисков нефти. Это дает основание противникам всяких теорий расценивать научные изыскания и гипотезы в области происхождения нефти как пример бесплодности теоретических исследований.

Ближайшей практической целью работ по происхождению нефти является, конечно, установление признаков, с помощью которых можно было бы выделять материнские породы. Если бы удалось разработать простую методику для распознавания материнских пород, то перспективность нефтеносных районов и формаций легко было бы оценивать по степени развития материнских пород, по соотношению между ними и сопутствующими им коллекторами и по наличию ловушек.

Изучение проблемы происхождения нефти могло бы дать ответ на такие важные вопросы, как является ли материнское вещество органическим или неорганическим, морским или континентальным и какие факторы вызывают переход органического вещества в нефть и газ.

О возможности глубинного происхождения нефти

Основания для рассмотрения возможности неорганического происхождения нефти. По-видимому, коренным вопросом в проблеме происхождения нефти является вопрос о том, возникла ли нефть из органических веществ в осадках или пришла туда с больших глубин. Неорганическая, или глубинная теория происхождения нефти не имеет больше сторонников среди нефтяных геологов; все они так или иначе признают, что нефть образовалась из органического вещества в толще самих осадков.

В качестве примеров, подтверждающих неорганическое происхождение нефти, приводились различные неорганические химические реакции, например, такие, как взаимодействие металлических карбидов с водой. Для геолога важно выяснить, образовалась ли нефть из органического вещества в самих осадках или же она возникла неорганическим путем глубоко под ними. Если нефть образовалась из органического вещества, то нет надобности рассматривать все эти неорганические реакции.

Недавно были обнаружены факты, которые можно отнести к числу поддерживающих глубинную теорию. Ввиду этого, нам кажется, будет целесообразным рассмотреть доводы как за, так и против этой теории.

Доводы в пользу глубинного происхождения

В свете современных данных теория глубинного происхождения нефти может быть сформулирована следующим образом. Метеориты содержат углеводороды; поскольку считается, что метеориты являются осколками планеты, постольку по ним можно судить как о составе железного ядра Земли, так и о составе глубинных пород. Кроме того, недавно было установлено, что метан является одним из главных компонентов атмосферы больших планет. Если же такие огромные количества углеводородов явно неорганического происхождения встречаются на других планетах, то следует ожидать их и на Земле. Если железное ядро Земли и глубинные породы содержат даже незначительный процент углеводородов (как это вытекает из гипотезы), то количество углеводородов на Земле должно намного превышать количество нефти и газа в осадках.

Нефть, охватывающая все месторождения на земном шаре, в том числе еще неоткрытые, может исчисляться в количестве, равном, приблизительно 500 биллионам баррелей (67,5 млрд. *т*). Если это количество равномерно распределить по поверхности Земли, то получится слой толщиной в 0,01 дюйма (0,25 *мм*), и если даже запасы нефти на Земле считать равными 5 триллионам баррелей (675 млрд. *т*), то толщина слоя будет всего лишь 0,1 дюйма (2,5 *мм*). Если же среднее содержание углеводородов в Земле выразить отношением 1 : 10 000 по весу, а их плотность приравнять к плотности нефти, то толщина воображаемого слоя, равномерно распределенного по поверхности Земли, составит 0,8 мили (1,2—1,3 *км*). Это предполагаемое наличие огромных количеств углеводородов в глубинных породах Земли и является лучшим аргументом в пользу теории глубинного происхождения нефти.

Аргументы против глубинного происхождения

Доводы против этой теории не менее убедительны. Выходы и другие поверхностные признаки нефти и нефтяные залежи очень характерны для осадочных пород и, наоборот, исключительно редки или отсутствуют вовсе в изверженных и метаморфических породах, не связанных с осадочными. Хотя некоторые глубокозалегающие газы, возможно глубинного происхождения, и содержат метан, но, в сравнении с присутствующим в этих газах азотом, в весьма незначительном количестве. Даже если бы нефть и могла образоваться из метана или путем взаимодействия этого метана с органическим веществом осадков, то все же она не смогла бы освободиться от избытка инертного азота. Так как содержание азота в природном газе, сопутствующем нефти, составляет всего лишь несколько процентов, то следует признать, что ни природный газ, ни сама нефть не могли образоваться за счет слабоконцентрированного метана из предполагаемых глубинных источников.

Довольно веским аргументом против глубинного происхождения является присутствие в нефти сложных веществ — порфиринов, а также существование оптически активных нефтей, т. е. нефтей, способных вращать плоскость поляризации света. Химики считают, что как порфирины, так и оптически активные масла имеют органическое происхождение и не могут быть получены из неорганических продуктов. Следовательно, нефть не может иметь неорганическое происхождение, если только правы химики, или, если нефть, вступая при миграции в контакт с органическим веществом осадочных пород, не способна извлекать из него порфирины и оптически активные масла. Другим убедительным аргументом против неорганического происхождения является тот факт, что обильное органическое вещество в осадках тесно связано с нефтью, в то время, как углеводороды, находящиеся внутри Земли в гораздо больших количествах, значительно удалены от осадков, в которых залегает нефть.

Нефть в изверженных и метаморфических породах. Нефть и газ часто встречаются в изверженных породах, прорезывающих осадочные, но обычно в небольшом непромышленном количестве. Эти нефть и газ, вероятно, возникли в осадочных породах обычным путем или же образовались при разложении органического вещества осадочных пород под воздействием температуры интрузий. Известны также редкие находки малых количеств нефти или газа в изверженных или метаморфических породах, в местах довольно удаленных от современных выходов осадочных пород. В подобных случаях нефть или газ могли или латерально мигрировать по трещинам из отдаленных осадочных пород, или подняться по трещинам из осадков, перекрытых изверженными породами, или же, наконец, прийти сверху, из пород, некогда покрывавших район, но теперь эродированных. В слабометаморфизованных породах нефть могла возникнуть за счет небольших количеств органического вещества, уцелевшего от метаморфизма. Можно также предполагать, что в подобных условиях встречается немного нефти и газа неорганического происхождения.

О возможности образования нефти из природного газа

Очень важно выяснить, не образовалась ли нефть полностью или частично из природного газа. Теоретически можно себе представить, что природный газ соединяется с органическим веществом осадков или же, что образовавшаяся ранее нефть, взаимодействуя с метаном, дает более легкие нефти. Вследствие того, что природный газ содержит (в %) больше водорода [имеется в виду, вероятно, связанный водород], чем нефть, то переходя в нефть, газ должен был бы терять часть своего водорода. При этом необходимо предположить, что нефть после своего образования заимствует из органического вещества осадков порфирины и оптические активные масла и что после превращения в жидкость, она приобретает свойственное ей небольшое содержание металлов.

Разнообразие типов нефти и приуроченность некоторых из них к определенным горизонтам можно было бы объяснить, если предположить, что природный газ переходит в нефть под влиянием катализаторов и что природа катализаторов различна в разных горизонтах. Однако представляется маловероятным, чтобы нефть в больших масштабах образовывалась только из природного газа.

Теория образования нефти путем соединения природного газа с твердым органическим веществом осадков представляется более перспективной. В статьях Д. Бартона (D. C. Barton) (23) и У. Пратта (W. E. Pratt) (263) обсуждаются факты соединения природного газа с нефтью после образования последней. Эти авторы приводят веские доказательства в пользу того, что тяжелые нефти, образующиеся в молодых осадках на небольших глубинах, соединяясь с метаном, дают более легкие нефти. Нефть могла образоваться из органического вещества, а затем, соединяясь с метаном, дать более легкие нефти, или же эта первичная нефть могла возникнуть путем непосредственного соединения природного газа с твердым органическим веществом. Конечные результаты согласно обеим концепциям нефтеобразования вполне аналогичны.

Большое количество фактов подтверждает образование более легких нефтей путем соединения природного газа и первичной

нефти. Эти факты, в основном, приводятся в работах Д. Бартона (23) и У. Пратта (263). Выводы Д. Бартона частично основываются на результатах анализа нефтей методом Гемпеля (Hempel), при котором фракции отбираются через каждые 25° С, начиная с 50° С и вплоть до 275° С (при атмосферном давлении). Следующие фракции отбираются при давлении в 40 *мм* рт. ст. через каждые 25° С, начиная от 200° С и вплоть до 300° С. Удельный вес (по шкале API [см. стр. 55]) последней фракции, отделенной при атмосферном давлении, использовался Д. Бартоном для определения основы нефти. Если удельный вес равнялся 40° или выше (0,825 и меньше), то основа называлась парафиновой, при удельном весе от 33 до 40° (0,85 до 0,825) — промежуточной, и при удельном весе ниже 33° (больше 0,86) — нафтеновой.

В результате своих исследований Д. Бартон сделал вывод, что в области побережья Мексиканского залива (Голфкост) нефти образовались в тех же самых горизонтах, в которых они встречены, что имеется целый ряд местных нефтепроизводящих свит и что с глубиной проявляется тенденция к снижению удельного веса [по шкале API — к увеличению] и к метанизации нефтей. Д. Бартон и У. Пратт полагают, что эти изменения произошли в результате взаимодействия природного газа и нефти и что везде на земном шаре древние, глубоко залегающие нефти стремятся перейти в более легкие и в более парафиновые по составу.

Несомненным отступлением от подобной картины является случай в Уайоминге, где под легкими верхнемеловыми нефтями располагаются тяжелые пермские нефти. Это отклонение объясняется большим содержанием серы в древних нефтях, из-за чего удельный вес их сильно увеличивается.

Таким образом, в свете фактов, сообщенных Бартоном, можно считать установленным, что с глубиной нефти, как правило, становятся более легкими и более парафиновыми [метановыми]. Можно себе представить две причины, лежащие в основе этого явления: 1) взаимодействие природного газа и нефти под влиянием давления и 2) диссоциация молекул нефти под влиянием высокой температуры. Крекинг первичной нефти с образованием более легкой будет, очевидно, сопровождаться выделением углерода,который должен осаждаться в порах пород или вступать в соединения с каким-либо элементом, присутствующим в породах, например, с кислородом.

Согласно гипотезе углеродного коэффициента, нефть, как правило, становится легче по направлению к областям регионального метаморфизма; газ встречается в более сильно измененных породах, в которых нефть отсутствует. По наблюдениям П. Прайса и А. Хедли (P. H. Price and A. J. W. Headlee) (267, 268) содержание метана в природном газе в районе Аппалачей

увеличивается к юго-востоку, к району развития пород, претерпевших более интенсивный региональный метаморфизм, т. е. подвергшихся воздействию более высоких температур и давления. С возрастанием температуры и давления происходит постепенное превращение тяжелых нефтей в легкие, а последних — в природный газ, содержащий тяжелые углеводороды, а затем и в метановый газ.

Все эти химические превращения протекают с большим увеличением объема, а поскольку давление способствует реакциям с уменьшением объема, то следует сделать вывод, что указанные превращения, очевидно, происходят под воздействием высокой температуры (об этом речь будет идти также в главе 15).

Характер накопления органического вещества в осадках

Роль бактерий. Так как нефть, очевидно, произошла из органического вещества в осадках, то следует рассмотреть, как накапливается это вещество, каков эффект воздействия на него бактерий и какие можно различать типы этого органического вещества. Органическое вещество подвергается воздействию двух групп бактерий: аэробных и анаэробных. Вопрос о взаимоотношении органического вещества и бактерий и о нефтематеринских породах рассматривался Г. Хаммером (H. E. Hammar) (135). *Для окисления органического вещества аэробные бактерии* используют свободный кислород, растворенный в воде. Они воздействуют на мертвые организмы еще в то время, как последние, опускаясь, проходят толщу воды; если на дне имеется достаточное количество кислорода, то аэробные бактерии продолжат разрушение органического вещества. При достаточном количестве кислорода аэробные бактерии доводят разложение органического вещества до конца. Их роль заключается, таким образом, в уменьшении количества органического вещества, а также, вероятно, в уничтожении некоторых его компонентов, способных быстро разлагаться.

Анаэробные бактерии в процессе своей жизнедеятельности освобождают связанный кислород. Они извлекают его из одних компонентов органического вещества и используют для окисления других компонентов. Хорошо известным примером является выделение метана, или болотного газа, и углекислоты из гнию-щей растительной массы в болотах и на дне озер. По-видимому, анаэробные бактерии воздействуют на органическое вещество до тех пор, пока не будет исчерпан весь связанный кислород или пока сами бактерии не погибнут в результате отравления токсическими продуктами их жизнедеятельности. Характер образующегося после разложения органического вещества зависит частично от природы первичного органического материала и ча-

стично от степени разложения. Там, где разложение оказывается относительно полным, органические структуры и большая часть органического материала окончательно распадается и становится бесструктурной.

Источники органического вещества. Большая часть органического материала в осадках образовалась из морских организмов, обитавших в воде бассейна или занесенных в него течениями, и из веществ, выпавших из раствора. Д. Хейзман (J. D. Haseman) (144) описал, каким образом органическое вещество, придающее пресной болотной воде коричневую окраску, переносится реками в океан и там, под влиянием соленой воды, осаждается в виде аморфной массы. Из-за недостатка кислорода и загрязненности воды, бентонные организмы, такие, как брахиоподы, криноиды и кораллы не могут жить там, где накапливаются осадки, богатые органическим веществом. Породы, содержащие в изобилии окаменелости, состоящие из карбоната кальция и кремнезема, иногда называют «органическими» («organic»), так как окаменелости образуются из живых организмов. Необходимо заметить, что такие породы не являются «органическими» в том смысле этого термина, в каком оно употребляется в данной главе. * Совершенно ясно, что чистый карбонат кальция и чистый кремнезем не могут быть источниками материала для образования нефти и газа.

О значении высокого и низкого содержания органического вещества. Процент содержания органики в осадках зависит в значительной степени от соотношения между количеством приносимого в бассейн кластического материала и количеством поступающего органического вещества. Сильные течения могут отлагать в данном месте кластический материал, а мелкие легкие частицы органического вещества уносить дальше. Более того, сильные течения обычно несут большое количество кислорода, необходимого для развития бактерий, окисляющих органическое вещество. Поэтому осадки, отложенные сильными потоками, как правило, характеризуются низким содержанием органики. Наоборот, там, где течения слабы или отсутствуют вовсе, отлагается мало кластического материала, создаются благоприятные условия для накопления органического вещества; последнее при этом почти не подвергается воздействию бактерий из-за отсутствия

* В нашей литературе термин «органический» также иногда употребляется для обозначения остатков организмов, нередко лишенных органического вещества (в химическом смысле). Лучше в таких случаях говорить о биогенных остатках. Неправильным следует признать применение термина «органогенные илы» для осадков, содержащих всего лишь несколько процентов (иногда 3—4% и даже меньше от веса сухого осадка) органического и, вообще, биогенного вещества. Такую ошибку допустил И. М. Губкин, от которого ее унаследовал В. В. Вебер и другие. *Ред.*

кислорода. По П. Траску (P. D. Trask) (354), содержание органики возрастает с уменьшением крупности зерна осадков.

Увеличение количества тонкозернистых и богатых органикой осадков наблюдается во впадинах морского дна. Как правило, чем темнее порода, тем выше содержание в ней органического вещества. Долгое время геологи считали черные сланцы нефтематеринскими породами из-за того, что они обычно содержат много органики. Однако последние исследования П. Д. Траска и Г. У. Патнода (P. D. Trask and H. W. Patnode) (355) показали, что различия в содержании органического вещества в породе мало сказываются на ее способности производить нефть. А если это так, то черные осадки и осадки во впадинах морского дна с высоким содержанием органики могут считаться нефтепроизводящими не более, чем осадки на смежных, более высоких участках дна. Совершенно очевидно, однако, что необходима определенная концентрация органического вещества для того, чтобы порода могла производить нефть в промышленных количествах. Представляется маловероятным, чтобы чистые песчаники могли содержать нефть в таких количествах, чтобы служить материнскими породами. В уплотненных осадках [породах] среднее содержание органического вещества составляет 1—2%. Некоторые породы, как например чистые песчаники, почти не содержат органического вещества; в других породах содержание его может достигать 6—8%.

Химические изменения органического вещества под действием бактерий

Давно признана важная роль бактерий в превращении органического вещества в исходный материал для образования нефти; последние исследования указывают, что значение бактерий не ограничивается только этим. Работа П. Траска и Г. Патнода (355) показывает, что возможность превращения органического вещества в нефть определяется не его концентрацией или какими-либо другими чертами, а лишь степенью его восстановленности. Последняя определяется по количеству кислорода, необходимого для окисления органического вещества; следовательно удаление кислорода из органического вещества при воздействии на него бактерий повышает степень его восстановленности.

П. Траск (354) утверждает, что микроорганизмы уменьшают содержание кислорода, азота, серы и фосфора в органическом веществе, приближая, таким образом, его по составу к нефти. Практически все химические изменения органического вещества под действием микроорганизмов происходят вблизи от поверхности, пока оно еще не погребено глубоко. Живут ли бактерии в глубокозалегающих нефтеносных пластах, точно установить не

удалось. * Имеющиеся данные указывают, что бактерии сами по себе не являются источником нефти, но восстанавливая органическое вещество, играют существенную роль в подготовке его для перехода в нефтематеринское вещество.

Отсутствие нефти в современных осадках на дне морей и в осадках, залегающих под ним, подтверждает неспособность бактерий порождать нефть. Известно, что на глубине в несколько футов от поверхности деятельность бактерий значительно ослабевает, однако до сих пор не выяснено, на какой глубине эта деятельность прекращается вовсе. Если бактерии, хотя и очень медленно, все же продолжают разлагать органическое вещество на глубине порядка сотен и тысяч футов от поверхности, то вполне возможно, что именно они порождают нефть. Порождение нефти бактериями на глубине можно было бы объяснить, если предположить, например, что на глубине действуют другие типы бактерий или же допустить, что изменения в продуктах разложения происходят под влиянием высоких температур и давления. Таким образом, можно сделать вывод, что бактерии следует рассматривать как один из факторов, вызывающих переход твердого органического вещества в нефть.

Исследования П. Траска показывают, что органическое вещество, несмотря на его обилие, не могло бы явиться источником нефти, если бы не имел место процесс восстановления, происходящий под воздействием бактерий. В прошлом многие считали, что источником органического вещества, производящего нефть, являются животные или растения и утверждали, что нефть образовалась из определенного типа животных или растений. Но если восстановление под воздействием бактерий является существенным для перехода органического вещества в нефтематеринское, то совершенно неважно, что именно является источником этого органического вещества в осадках — животные или растения. Более того, под действием бактерий органический материал, вероятно, превращался в бесструктурную массу. В связи с этим можно предположить, что сохранившиеся в породах животные и растительные формы не поддавались разложению и восстановлению, а поэтому их и нельзя считать исходным материалом для образования нефти.

К. Е. Зобелл (C. E. Zobell) (396, 397) в ряде своих статей освещает роль бактерий в образовании нефти. Он указывает, что бактерии, несомненно, проявляют активность в современных морских осадках на весьма больших глубинах, с которых только были взяты пробы (керн). Существование бактерий возможно

* В настоящее время доказано, что бактерии встречаются в нефтяных водах на больших глубинах. Нижняя граница жизни в недрах определяется температурой, примерно, в 80—85° С. *Ред.*

при температурах от 0 до 85° С и давлениях, гораздо более высоких, чем те, которые встречаются в самых глубоких скважинах. Некоторые бактерии могут превращать определенные типы органического вещества в нефть при обычных условиях. Бактерии могут извлекать нефть из карбонатных пород. Некоторые бактерии окисляют нефть, поэтому образование нефти в природе возможно в тех породах, где такие бактерии не проявляют активности.

О природе органического вещества в осадках

Химическая природа органического вещества в осадочных породах была фундаментально исследована П. Траском и Г. Патнодом (354, 355). П. Траск (356) перечисляет компоненты органического вещества, обнаруженного в современных осадках. Углеводы, включая целлюлозу и сахара, отсутствуют в большинстве современных морских осадков. Их нет также во всех уплотненных осадках. В очень незначительных количествах находятся жиры и масла. Органическое вещество современных осадков представлено главным образом азотистыми и лигнино-гуминовыми соединениями.

Было бы очень утомительно и дорого определять точный химический состав органики большого числа проб; поэтому изучение химического состава материнского вещества обычно производится быстрыми и упрощенными методами. П. Траск исследовал целый ряд химических и физических свойств осадков: среднее процентное содержание углерода, азота и органического вещества, а также коэффициент восстановленности, равный количеству кислорода, необходимого для окисления органического материала. Из работы П. Траска вытекает, что главным свойством породы, характеризующим ее как нефтематеринскую, является степень восстановленности органики, создаваемая бактериями. Восстановленность в данном случае нужно понимать как уменьшение содержания кислорода.

К сожалению, многие термины, использовавшиеся для характеристики химического состава органического вещества пород, употреблялись в столь разнообразных значениях, что потеряли всякую определенность и стали расплывчатыми. Термин «керо-ген» первоначально употреблялся для обозначения твердого органического вещества в битуминозных сланцах, способного при нагревании давать масла [oil]. Но затем этому термину стали придавать много разных значений, вследствие чего, он потерял какое-либо научное значение.

В данной книге термин «битуминозный» употребляется применительно ко всем тем породам, которые при дистилляции выделяют масла [oil]. Горючими сланцами [oil shales] считаются породы, которые при перегонке выделяют большое количество

масел [oil], обычно от 20—40 *л* и более на тонну. Термин «углистый» [«carbonaceous»] употребляется в данной книге применительно к породе, содержащей некоторый процент вещества, аналогичного углю. Угли и углистые сланцы при дистилляции выделяют смолы и соответственно пахнут в отличие от битуминозных пород и горючих сланцев, выделяющих масла и пахнущих нефтью. Термин «органический» [«organic»] обозначает весь тот материал в породах, который по своей природе, с химической точки зрения, является органическим, т. е. содержит водород, углерод и другие элементы, характерные для живого вещества. В этом смысле карбонатные и кремневые раковины и скелеты не являются органическими, хотя их происхождение, несомненно, органическое [хотя они и являются биогенными]*.

Роль физических факторов

Температура. Все имеющиеся данные говорят о том, что нефть образуется на большой глубине при воздействии различных физических агентов на химически восстановленное органическое вещество. Физическими агентами, играющими роль при этом превращении являются: температура, сжатие, гидростатическое давление, время, катализаторы и радиоактивность. Некоторые из этих агентов, по-видимому, играют важную роль в процессе нефтеобразования, но хотя численное значение некоторых из них можно определить довольно точно, все же неизвестно, как они действуют и какие из них играют основную роль в превращении твердого органического вещества в нефть.

В отдельных случаях температура нефтеносных пород определяется путем измерения в скважинах; в большинстве же случаев о ней судят по глубине, средней температуре на поверхности и среднему геотермическому градиенту. Средние температурные градиенты в нефтяных месторождениях сильно варьируют. Э. А. Никольс (E. A. Nichols) (248) указывает, что температурные градиенты варьируют от 0,2 до 2,3° F на каждые 100 футов глубины [т. е. от 0,11 до 1,28° С на каждые 30,5 *м* или от 0,36 до 4,2° С на 100 *м*]. В нефтяной залежи, обнаруженной в Луизиане, температура нефти на глубине в 14 000 футов (4270 *м*) при градиенте 1,5° F на каждые 100 футов [2,7° С на 100 *м*] должна достигать 285° F [140,6° С]. Таким образом, температура в известных нефтеносных свитах варьирует, по-видимому, от 40 до 150° С.

В статье Б. Б. Кокса (B. B. Cox) (69) обсуждаются различные физические условия, при которых может возникнуть нефть. В районах, где эродирована мощная толща отложений, как например, в Аппалачской области, трудно даже приблизительно определить наибольшую температуру, которой подвергались нефтепроизводящие отложения. Безусловно, максимальные температуры не являются необходимым условием нефтеобразования, хотя постепенное изменение нефти [с глубиной] позволяет думать, что она могла подвергаться воздействию повышенных температур.

* См. примечание ред. на стр. 216.

Давление. Три типа давления, испытываемого осадочными породами, рассматривались в 10 главе. Все три типа примерно пропорциональны глубине и на больших глубинах могут достигать значительных величин. На глубине в 10 000 футов (3050 *м*) уплотняющее давление достигает 7400 фунтов на квадратный дюйм (520 *кг/см*^{2}). Для суждения о следствиях, вызываемых воздействием различных типов давлений, используют, в качестве руководящей, теорему [принцип] Ле-Шателье (Le Châtelier), согласно которой действие давлений на процессы способствует такому их течению, при котором эффект давления уменьшается. Таким образом, гидростатическое давление будет способствовать реакциям, идущим с уменьшением объема, а уплотняющее давление — реакциям, которые заканчиваются переходом твердых веществ в жидкости, так как именно этот переход не препятствует уплотняющему давлению.

Другим руководящим моментом является наблюдение Бартона, заключающееся в том, что с глубиной нефти, как правило, становятся более парафиновыми и более легкими. Уменьшение удельного веса нефтей по мере увеличения глубины их залегания может происходить в результате действия давления или температуры, а переход нефти в газ в зоне высоких температуры и давления может происходить только лишь под действием высоких температур, так как это превращение приводит к большому увеличению объема. По всей видимости, нефть образуется на глубинах, превышающих 1000—2000 футов (300—600 *м*).* На этих глубинах имеются необходимые для образования нефти высокая температура, высокое давление (особенно уплотняющее давление) и достаточное время. Все три фактора: давление, температура и время, прошедшее с момента захоронения осадков, увеличиваются с глубиной; поэтому трудно сказать, какой из них является наиболее эффективным.**

* Другие авторы иначе определяют минимальные глубины, на которых может развиться процесс нефтеобразования: А. Л. Козлов — 1500 *м*; Н. Б. Вассоевич — 1500—2000 *м*; по У. Гассоу начальная миграция нефти происходит главным образом на глубинах в 600—900 *м*. *Ред.*

** Время само по себе нельзя рассматривать как самостоятельный фактор. Оно может быть уподоблено переменному множителю в произведении, другими множителями которого являются температура и (или) давление. *Ред.*

Катализаторы. Часто указывается, что катализаторы играли определенную роль в процессе образования нефти. Катализатором является вещество, под воздействием которого происходит химическая реакция или которое ускоряет химическую реакцию, однако само при этом не изменяется. Различные мелко измельченные металлы являются хорошими катализаторами в процессе очистки нефти и в аналогичных процессах, а поэтому присутствие в нефти малых количеств металлов, таких как ванадий и никель, расценивается как свидетельство того, что эти металлы, путем каталитического воздействия [на органическое вещество], способствовали образованию нефти.

Р. Е. Грим (R. E. Grim) (128) утверждает, что глины могут выполнять функцию катализаторов при образовании нефти. Полагают, что под действием катализаторов переход твердого вещества в нефть [oil] и газ происходит при более низких температурах, чем те, при которых проводились опыты в лаборатории. Кроме того, такое же воздействие на процесс оказывает и время. Так как при понижении температуры в лабораторных условиях процесс превращения замедляется, то, очевидно, можно сделать вывод, что в природных условиях, когда время исчисляется миллионами лет, подобные превращения могут происходить при низких температурах.

Точные данные о влиянии понижения температуры на скорость превращения пока еще отсутствуют.

Температура разложения. При перегонке горючих сланцев [oil shales] и других битуминозных пород, содержащееся в них твердое органическое вещество переходит в жидкие или полужидкие масла [oil] * или битумы. Как указывает Р. Мак-Ки, (R. H. Mc Kee) (227) при дальнейшем повышении температуры этот промежуточный продукт разлагается, в результате чего появляются продукты дистилляции. Таким образом, температура появления начала дистиллятов имеет большое значение для установления начала диссоциации. Очевидно, что лучше всего можно судить о температуре начала диссоциации по температуре, при которой появляется газ.

Б. Т. Брукс (B. T. Brooks) (46) считает, что кероген горючих сланцев начинает заметно разлагаться примерно при температуре в 482° F (250° C). По Р. Мак-Ки (227), первые масляные пары [смолы] выделяются из горючих сланцев при температуре в 360° C, а по П. Траску (356), образование масел [смолы] в исследованных им образцах происходило в интервале от 260 до 525° C, причем 25% от общего количества газов выделялось в пределах от 170 до 600° C. Очевидно, не должно быть большого различия между температурами, наблюдаемыми в самых глубоких залежах, и температурами диссоциации, возможными при любых условиях.

* Слово oil в английском языке означает и нефть и масла различного происхождения, в том числе и те, которые образуются при перегонке горючих сланцев и которые нередко называют смолой. Поскольку между сланцевым маслом (или смолой) и нефтью, при кажущемся на первый взгляд их сходстве, в действительности существует большое различие, постольку именовать в научных работах и то и другое одним и тем же термином нельзя. Автор, однако, далеко не всегда применяет более точную терминологию, возможность чего в английском языке не исключена (crude oil — нефть; shale oil — сланцевое масло, полученное при перегонке). Поэтому при переводе книги на русский язык нередко возникали затруднения. *Ред.*

Однако еще не доказано, что твердое органическое вещество переходит в нефть под действием температуры или что этот переход аналогичен образованию масел [смолы] при перегонке горючих сланцев. Органическое вещество последних вполне устойчиво при обычных геологических условиях; оно сохранилось даже в кембрийских породах. Нефтематеринское органическое вещество, по-видимому, менее устойчиво, так как оно непрерывно переходит в нефть при таких условиях, при которых горючие сланцы почти не изменяются.

Радиоактивность. Возможность превращения [органического] вещества породы в нефть и газ под воздействием альфа-лучей радиоактивных веществ обсуждалась К. У. Шеппардом (C. W. Sheppard) (317), К. У. Шеппардом и У. Л. Уайтхедом (W. L. Whitehead) (316) и У. Расселом (304). Альфа-лучи, излучаемые радиоактивными элементами, присутствующими в значительных количествах во всех тонкозернистых осадках, обладают способностью превращать твердое органическое вещество в жидкие и газообразные углеводороды; однако сведения о количестве органического вещества, изменяющегося при установленной степени радиоактивности в течение геологического времени, сейчас еще настолько неопределенны, что судить по ним о роли этого процесса в образовании нефти невозможно. Полевые [геологические] данные не подтверждают важности этого процесса. По данным Р. Бирса (R. F. Beers) (32) и У. Рассела (302, 303), среди осадочных пород наиболее радиоактивными являются черные, морские битуминозные сланцы. Если считать, что происхождение нефти обусловлено действием альфа-лучей, то эти сланцы можно было бы считать весьма хорошими нефтематеринскими породами, ввиду их высокой активности в отношении излучения альфа-частиц и высокого содержания в них органического вещества. Однако исследования П. Траска и Г. Патнода (355) не подтвердили этого. По данным У. Рассела (300), черные сланцы Чэттенуга (Chattanooga), развитые в Кентукки, несмотря на свою высокую радиоактивность и высокое содержание органики, все же не являются источником нефти, добываемой в соседних месторождениях. Как бы то ни было, считать эту проблему решенной еще нельзя.

Данные полевых наблюдений

Важность данных полевых наблюдений. Окончательная проверка той или иной теории происхождения нефти осуществляется с помощью полевых геологических наблюдений; многие гипотезы, кажущиеся правдоподобными с точки зрения химических и физических данных, приходится отбросить, потому что они противоречат природным условиям. Для опровержения какой-либо теории происхождения нефти с помощью полевых наблюдений достаточно, например, доказать, что вещество, рассматриваемое как исходный для нефти материал, присутствует в осадках, участвующих в сложении нефтеносных отложений, в недостаточном количестве.

Любая гипотеза происхождения нефти из какого-либо определенного вещества может быть также опровергнута, если это вещество будет найдено в ненефтеносных отложениях, находящихся в таких же благоприятных условиях, как и нефтепродуктивные слои. В качестве исходного материала для нефти рассматривалось довольно большое число различных животных и растительных организмов. Однако полевые [геологические] данные, приводимые в поддержку всех таких предположений, настолько скудны, что они представляются незаслуживающими внимания. Тонкозернистые осадки всегда тесно связаны с нефтью, не только как материнские породы, но также как и непроницаемые горизонты, не позволяющие нефти мигрировать вверх. Помимо этого, единственным критерием (в ряду стратиграфических, литологических или химических признаков), доказанным геологическими наблюдениями, является связь нефтяных и газовых месторождений с морскими осадками и «азотно-восстановительным коэффициентом» [nitrogen-reduction ratio] П. Траска. *

Способы исследования. Проблему происхождения нефти можно изучать, исследуя огромное количество проб, собранных из разных нефтяных и газовых месторождений, как поступил П. Траск, или путем обобщения результатов полевых наблюдений геологов в разных частях света над предполагаемыми материнскими породами из известных им месторождений. Во многих случаях полевые наблюдения позволяют решить вполне определенно, какая именно свита в данном районе является нефтепроизводящей. Эти наблюдения могут заключаться в установлении связи

* Имеется в виду коэффициент $\frac{N}{R}$, представляющий собой отношение содержания азота (N) к коэффициенту восстановленности (R), смысл которого разъяснен на стр. 228. Значение параметра $\frac{N}{R}$ как диагностического признака для выявления нефтематеринских отложений П. Траском очень переоценено. *Ред.*

с данной свитой поверхностных нефтепроявлений, залежей нефти на глубине, асфальтовых песков, обнажающихся на дневной поверхности, и, наконец, продуктивных горизонтов [в других толщах], в которые нефть могла легко мигрировать из предполагаемой нефтематеринской свиты.

Дополнительные геологические данные для решения того же вопроса могут заключаться в отсутствии выходов и залежей нефти там, куда нефть не могла мигрировать в силу структурных и других геологических условий. Если какой-либо один горизонт является нефтеносным в определенных структурных условиях, а другие горизонты в тех же условиях лишены нефти, то предполагают, что источником нефти являлись породы, развитые вблизи продуктивного горизонта, хотя в действительности нефтематеринские слои могут быть неизвестны. В некоторых районах, например, в описанном Бартоном Голфкосте, имеется, по-видимому, несколько нефтематеринских свит [several source rocks], с каждой из которых связан особый тип нефти. Установление локального источника нефти чрезвычайно облегчает поиски в том районе, где этот источник найден, но, к сожалению, не удается подыскать общих критериев, по которым можно было бы узнавать материнскую породу в любом районе.

Если бы в каком-либо конкретном районе можно было доказать, что порода определенного цвета или оттенка является нефтематеринской, то многим бы показалось вполне естественным, что и в любом другом районе породы такого же типа также будут нефтематеринскими. Однако, как показывают геологические наблюдения, материнские породы не имеют какого-либо специфического цвета, отличающего их от других пород; они могут быть представлены пластами различных оттенков — от серого до черного. Ясно, что для установления общих закономерностей, надо изучать данные для многих месторождений из разных районов. В этом отношении особенно заслуживают внимания исследования П. Траска и Г. Патнода, которые изучили свыше 35 000 проб из целого ряда нефтяных районов США.

Проблема нахождения наиболее простого метода выявления нефтематеринских пород сейчас заслонила собой все другие исследования по генезису нефти. Для того, чтобы быть действительно полезным в деле поисков и разведки нефти, метод распознавания нефтематеринских пород должен состоять из некоторого числа простых опробований, которые могут быть в равной мере литологическими, химическими, физическими или стратиграфическими [палеонтологическими?]. Так как для решения проблемы необходимо изучить огромное количество проб, то применение сложных анализов нежелательно, из-за неизбежности больших расходов на исследования. Особенно ценными были бы такие методы выявления нефтематеринских пород, которые можно

было бы применять при исследовании обнажений на дневной поверхности.

Об образовании нефти в морских или в континентальных отложениях. Предположение, что исходный для нефти материал почти всегда имеет морское происхождение, является одним из немногих обобщений, имеющих практическую ценность для поисков нефти. Следует, однако, помнить, что это касается материнских пород, а не коллекторов.

Многие нефтяные и газовые коллекторы образовались, по-видимому, в пресноводных условиях; само собой разумеется, что вообще любая порода [любого происхождения], обладающая достаточной пористостью и проницаемостью и тесно связанная с материнской породой, может являться коллектором для мигрирующей в него нефти. Пресноводные песчаники, например, часто являются газо-нефтеносными.

Главным доказательством морского происхождения материнских пород является связь продуктивных горизонтов со сланцами и известняками, содержащими морские окаменелости. В некоторых случаях пресноводные осадки связаны [чередуются?] с морскими; еще не доказано, что органическое вещество в этих пресноводных осадках не принимает участия в образовании нефти и газа. Тем не менее, практика показывает, что поиски нефте- и газоносных горизонтов в любом районе более перспективны, если предполагаемые продуктивные горизонты тесно связаны с отложениями морского происхождения. Возможно, что значительная часть природного газа возникла из неморских отложений, поэтому отсутствие в породах морских окаменелостей менее неблагоприятно для поисков газа, чем для поисков нефти.

Известно несколько нефтяных месторождений, в которых материнские породы образовались, по-видимому, в пресноводных условиях. Некоторые из них были описаны В. Найтингейлом (W. T. Nightingale) (250), К. Доббином (C. E. Dobbin) (89) и К. Паном (C. H. Pan) (257). Редкость нефтяных месторождений, связанных с пресноводными осадками, не есть результат особого состава континентального органического вещества. Наблюдения У. Рассела (301), исследовавшего пресноводные осадки в закрытых трубках, показали, что пресноводные осадки имеют такой же состав органики, который наблюдается в морских породах. Следует отметить, что среди пресноводных отложений гораздо реже встречаются известняки и связанная с ними органика. Б. Т. Брукс (46) утверждает, что глины, отлагающиеся в морской воде, становятся щелочными и непроницаемыми; это усиливает их роль как пород, изолирующих нефтяные пески. Таким образом, хотя свиты, не связанные с морскими слоями, гораздо менее перспективны в отношении нефти, нельзя все же считать их заведомо ненефтеносными.

О красноцветных породах. Единого мнения по вопросу о том, могут ли красноцветы быть нефтематеринскими породами, не существует. Многие, хотя далеко не все, геологи считают, что нефть не может возникнуть в породах красного цвета. Причину этого видят в том, что в красноцветах содержится большое количество окисленного железа; это не могло бы иметь место при наличии в них материнского органического вещества, которое восстановило бы окисное железо до закисного. С этим согласуется указание П. Траска, что материнские породы сильно восстановлены Другим доводом является отсутствие нефтяных месторождений в бассейнах, целиком выполненных красноцветными породами. Однако красноцветы в этих районах обычно неморского происхождения, что, вероятно, и является главной причиной отсутствия в них нефти. Само собой разумеется, что это не исключает большой продуктивности некоторых горизонтов, тесно связанных с красными породами. В толщах с преобладанием красноцветных пород нефть могла возникнуть, очевидно, лишь потому, что в сложении таких толщ принимают участие и некрасноцветные породы.

Литологическая характеристика материнских пород. Литологический критерий распознавания материнских пород был бы гораздо более полезен, нежели химические или физические опробования, так как хорошие литологические описания можно почерпнуть из геологической литературы или отчетов. К великому сожалению, до сих пор еще не установлены общепринятые литологические признаки материнских пород. Долгое время нефтематеринскими породами считали битуминозные породы и горючие сланцы, а также породы с повышенным содержанием органического вещества. Так как с увеличением содержания органического вещества порода темнеет, то наиболее перспективными нефтематеринскими породами считались темноцветные породы и особенно черные сланцы. Двадцать или тридцать лет назад геологи, составляя свои отчеты, принимали за нефтематеринские породы черные сланцы, развитые вблизи нефтеносных слоев. Однако работы П. Траска и Г. Патнода показали, что ни один из этих признаков не является решающим, хотя некоторые данные и говорят за то, что породы с повышенным содержанием органического вещества являются как правило, лучшими нефтематеринскими породами. Литологические признаки не дают еще полного представления о составе и состоянии органического вещества в породе, так как породы одинакового литологического облика могут содержать совершенно различные типы органического вещества. Породы, производящие нефть, могут быть черными, темно-серыми или серыми; они могут быть глинами, известняками или доломитами. По-видимому, хотя бы частично, они должны быть тонкозернистыми. Кроме тонкозернистой структуры и морского происхождения нет никаких других общепринятых призна-

ков для отличия нефтематеринских пород от пород, не могущих быть источниками нефти.

Коэффициент $\frac{N}{R}$ Траска. * «Азотно-восстановительный» коэффициент П. Траска (356) представляет собой увеличенное в сто раз отношение процентного содержания азота в породе к восстановительному коэффициенту R. Последний представляет собой число кубических сантиметров 0,4 нормальной хромовой кислоты, которые восстанавливаются 100 *мг* осадка. Коэффициент $\frac{N}{R}$ тем больше, чем выше содержание кислорода в органическом веществе; коэффициент $\frac{N}{R}$ уменьшается по мере потери органическим веществом кислорода. Чем меньше кислорода в органике, тем выше степень ее восстановленности. Вещества, подобные нефти и другим углеводородам, не содержащим кислорода, являются конечной стадией процесса восстановления органического вещества; таким образом, в результате восстановления органического вещества бактериями оно по своему составу приближается к нефти.

Из работ П. Траска и Г. Патнода вытекает, что восстановленное органическое вещество является нефтематеринским и что коэффициент $\frac{N}{R}$ является наилучшим показателем для распознавания нефтематеринских пород. Коэффициент $\frac{N}{R}$ варьирует от 1 до 14. П. Траск и Г. Патнод в соответствии с величиной $\frac{N}{R}$ разделяют все породы на две группы: 1) породы, для которых величина коэффициента $\frac{N}{R}$ меньше 5; такие породы, несомненно, могут быть нефтематеринскими и 2) породы, для которых величина отношения $\frac{N}{R}$ больше 8; такие породы, безусловно, не являются нефтематеринскими. Практическая ценность метода определения нефтематеринской роли пород по величине коэффициента $\frac{N}{R}$ снижается из-за того, что для его применения требуется небольшая химическая лаборатория, а также и потому, что он неприменим при изучении поверхностных обнажений.

Сводка данных о критериях для распознавания нефтематеринских пород

Из всего вышеизложенного вытекает очень мало положительных, полезных обобщений в отношении признаков нефтематеринских пород. Известно, что материнские породы наиболее вероятны там, где развиты отложения, по крайней мере, частично морские и где породы характеризуются невысокими значениями коэффициента $\frac{N}{R}$. Характерным признаком является также наличие тонкозернистых осадков, которые могут быть и изоляторами [покрышками] и нефтематеринскими породами. Однако найти простой и верный литологический критерий для распознания нефтематеринских пород все еще не удается. Возможно, что он и не существует.

* См. примечание на стр. 224. *Ред.*

В свете новейших данных образование нефти представляет собой длительный, широко распространенный в стратисфере, стадийный процесс, связанный с фоссилизацией (захоронением) органического вещества в субаквальных условиях. В этом процессе отчетливо выделяются два основных этапа, или, лучше сказать, две стороны — образование первичной дисперсной «нефти» (микронефти) и последующая ее аккумуляция путем миграции.

Микронефть не рождается сразу, в результате какого-либо скачка, а прерывисто непрерывно возникает из органического вещества на всех начальных и средних стадиях литогенеза, начиная с седиментогенеза и кончая катагенезом. Микронефть представляет собой часть битумов (под которыми, в данном случае, понимаются экстрагирующиеся неполярными органическими растворителями компоненты захороняющегося в отложениях водоемов органического вещества), являющихся совершенно обязательной составной частью любой субаквальной органики независимо от характера исходных организмов, если только она претерпела большее или меньшее разложение под воздействием микрофлоры, что за редкими исключениями всегда и осуществляется в природе.

Во всех субаквальных илах, отлагающихся в самой различной фациальной обстановке, содержащих органическое вещество в любой концентрации — от самого рассеянного (доли процента) до концентрированного (более 90%) — неизменно обнаруживается большее или меньшее количество битумов, составляющих от десятых долей процента до 25% (в среднем — 1—3%) от органического вещества. Эти битумы образуются за счет липоидных компонентов (жиров и жироподобных соединений, также растворимых в органических растворителях) живого вещества растений и животных, остатки которых попадают в ил, и тех микроорганизмов, которые осуществляют разложение фоссилизирующейся органики и создают в своих телах липоиды путем переработки других биохимических компонентов.

Практически в каждом субаквальном осадке или образовавшейся из него осадочной породе (если она не испытала сильного катагенетического изменения, а тем более метаморфизма), содержащей органическое вещество или целиком состоящей из него, всегда присутствуют битумы. Следовательно, битумообразование является совершенно обязательным процессом при захоронении органики в субаквальных условиях. Основным продуктом фоссилизации последней является углистое вещество, или уголь в самом широком смысле этого слова. Если понимать уголь так широко, то можно сказать, что углеобразование и битумообразование это не два различных процесса, а две взаимосвязанные стороны *единого* процесса фоссилизации органического вещества в субаквальных условиях. Собственно угли, т. е. концентрированная органика, составляют в общем балансе органического вещества стратисферы лишь ничтожную долю, примерно 1/1000 общей массы захороняющейся органики. Примерно такую же долю общего количества битумов в осадочной оболочке земной коры составляют битумы углей. Уже одно это лимитирует роль битумов углей в нефтеобразовании.

Углистое вещество и битумы, содержащие микронефть, являются парагенетическими образованиями. В терригенных отложениях ни одно из них,

как правило, не возникает в отдельности — всегда известную, хотя и небольшую, долю органики пород составляют дисперсные битумы, а следовательно и микронефть. Однако, если ископаемые угли представляют собой результат *первичной* концентрации лишенных мобильности компонентов органического вещества в стадию седиментогенеза, то залежи газа и нефти — результат *вторичной* аккумуляции подвижных компонентов этого вещества (флюидов) в более позднюю стадию катагенеза.

Битумы живого вещества (как можно условно назвать, с химикоаналитической точки зрения, липоиды), битумы осадков на разных стадиях диагенеза и битумы пород на разных этапах катагенеза, несмотря на определенные, на первых порах весьма существенные различия, представляют собой звенья одной и той же генетической цепи. Все они связаны друг с другом.

Некоторые из компонентов битумов более ранней стадии образования переходят в последующие стадии без изменения, большая же часть компонентов претерпевает более или менее значительные превращения, развивающиеся по линии приспособления к меняющейся геолого-геохимической обстановке.

Образование и преобразование битумов, являясь «побочным» (с балансовой точки зрения) процессом более общего процесса фоссилизации в водоемах органики, представляет собой, в то же время, более общий процесс по отношению к еще более частному и «побочному» процессу формирования микронефти.* Последняя зарождается вместе с битумом как его обязательная составная часть и развивается в основном внутри битума, за счет главным образом изменений, претерпеваемых его компонентами. Поэтому можно (и нужно) различать *зачаточную* микронефть в свежих осадках, являющуюся порождением седиментогенеза и раннего диагенеза; *юную* микронефть в полуископаемых осадках, преобразовавшуюся из зачаточной и дообразовавшуюся (главным образом за счет битума) в более поздние стадии диагенеза и начальные — катагенеза; *зрелую* микронефть в осадочных породах, испытавших заметное воздействие факторов катагенеза; *остаточную* микронефть в породах, из которых часть зрелой микронефти уже эмигрировала, и аккумулировавшуюся «микронефть, т. е. собственно *нефть*.

Перечисленные фазы формирования микронефти, конечно, не резко отделены друг от друга, а представляют собой во многом условные этапы развития нефтеобразования. Зачаточная микронефть образуется из углеводородов и некоторых других компонентов живого вещества, а также за счет вторичных углеводородов, возникающих при дезаминировании и декарбоксилировании некоторых белковых, протеино-липоидных и липоидных компонентов. Декарбоксилирование жирных кислот является основным процессом в ряду других, обусловливающих пополнение микронефти в более поздние стадии диагенеза и в верхней зоне катагенеза.

Зачаточная микронефть, хотя и обнаруживает черты сходства с нефтью, но еще не может быть названа собственно нефтью (хотя бы диффузно-рассеянной, дисперсной и т. п.), так же, например, как головастик не может быть назван лягушкой. Однако и зачаточную, и юную, и зрелую микронефть можно именовать одинаково микронефтью, как одинаково называют битумами и битумы осадков и битумы пород, претерпевших различную степень катагенного изменения.

Вторая сторона проблемы происхождения нефти — это миграция микронефти из материнских пород в коллекторы и аккумуляция ее в виде собственно нефти (макронефти) в ловушках. Этот круг вопросов в настоящее время считается большинством исследователей центральным во всей проблеме нефтеобразования. У. Рассел посвятил ему следующую главу.

* По отношению к микронефти слово «формирование», как более близкое по смыслу к слову «становление», подходит лучше чем слово «образование». Образование чего-либо может быть быстрым, становление же — обязательно должно быть более или менее длительным.

Глава 12

МИГРАЦИЯ И АККУМУЛЯЦИЯ НЕФТИ

Значение данной проблемы

В нефтяной геологии проблема миграции нефти и газа является основной. Антиклинальная теория, несомненно, являющаяся наиболее важным обобщением, разработанным в геологии нефти, не будет полноценной до тех пор, пока мы не будем знать, каким образом нефть и газ попадают в антиклинали. Решение данной проблемы, являющейся наиболее существенной в ряду нерешенных вопросов геологии нефти, сделало бы антиклинальную теорию, ограниченную пока рамками практического применения, более совершенной и научно обоснованной. Казалось бы, что ввиду первостепенной важности антиклинальной теории, необходимо было провести тщательные исследования в области миграции и аккумуляции нефти и газа, однако дело обстоит не так. Усиленно изучаются типы нефтяных и газовых ловушек, что же касается агентов, заставляющих нефть и газ собираться в ловушки, то о них известно мало.

Короче говоря, мы знаем, где вероятнее всего можно найти нефть, но мы не знаем о том, как она туда попадает. Может показаться, что если мы знаем, где искать нефть, то выяснение способов ее миграции не будет иметь особой практической ценности; в значительной степени дело обстоит действительно так. Несомненно, геологи добились определенного успеха в поисках нефти без решения проблемы ее накопления; однако, если бы вопросы миграции нефти были вполне ясными, то поиски ее были бы еще более успешными. Как уже упоминалось ранее, широкие фундаментальные исследования в данной области всегда желательны, так как никто не может предсказать, какую практическую ценность будут иметь те или иные открытия.

Следует рассмотреть четыре наиболее важные теории происхождения и аккумуляции нефти. Так называемая трещинная теория была широко распространена среди нефтепромышленников и геологов в самом начале развития американской нефтяной промышленности. Согласно этой теории скопление нефти и газа происходит в различных трещинах; сторонники антиклинальной

теории считали, что трещины образуются в результате изгибов и напряжений, возникающих при формировании складок. Однако после 1900 г. в связи с лучшим познанием полевых [природных] условий, эта вера в значение трещин и разломов, как коллекторов, постепенно угасла. Теперь известно, что для многих месторождений добыча из трещин является очень важной; примером может служить Асмари в Иране, где нефть получают из сильно деформированных твердых пород; однако в течение первых 30 лет существования нефтяной промышленности нефть добывалась в основном из песчаников на площадях с очень пологим падением слоев, где трещиноватость не могла играть сколько-нибудь важной роли.

Согласно гравитационной теории причиной миграции нефти и газа является их пловучесть [всплывание в воде]; аккумуляция нефти и газа происходит там, где они не могут подняться выше или вследствие того, что достигнут свод антиклинали, или потому, что коллектор выклинился вверх по восстанию. Для накопления нефти и газа в антиклиналях в силу пловучести, безусловно, необходимо существование пористого проницаемого резервуара, наполненного водой; при отсутствии же воды аккумуляция в антиклиналях невозможна. Гравитационную теорию следует строго отличать от антиклинальной. Антиклинальная теория основана на наблюдениях, что нефть и газ чаще всего встречаются в антиклиналях. Все геологи-нефтяники признают достоверность антиклинальной теории, гравитационная же теория, в отношении важности явлений всплывания нефти для формирования залежей, вызывает у многих сомнение. Гравитационная теория была разработана для объяснения скоплений нефти и газа в антиклиналях путем миграции по коллекторам вверх по восстанию, а также в синклиналях, в тех участках, где коллекторы содержат газ, но лишены воды.

Согласно гидравлической теории миграция нефти происходит под напором движущейся воды, а согласно капиллярной теории миграция и аккумуляция нефти обусловлены явлениями поверхностного натяжения, капиллярными и другими силами.

История развития теорий

Еще задолго до скважины Дрейка, заложенной в северо-западной Пенсильвании в 1859 г. * и положившей начало нефтяной промышленности, геологи заметили, что выходы нефти на поверхность часто приурочены к антиклиналям. Этот факт, возможно, навел их на мысль, что на первых этапах развития промышленности, месторождения нефти следует искать на антиклиналях. По данным Р. Шеррила, П. Дикки и Л. Метесона (R. E. Sherril, P. A. Dickey and L. S. Metheson) (319) скважина Дрейка была остановлена 27 августа 1859 г. в тонком пласте случайно обнаруженного песка * в девонских отложениях на участке Чэрч Ран (Church Run). Нефтяные залежи в этом районе связаны обычно со стратиграфическими ловушками, а не с антиклиналями. Тем не менее, Г. Д. Роджерс (Henry D. Rogers) (284), в то время ведущий американский специалист в области структурной геологии, утверждал в течение 9 месяцев после того, как было завершено бурение скважины Дрейка, что вновь открываемые месторождения будут приурочены к антиклиналям. В 1861 и 1866 гг. Е. Эндрюс (E. B. Andrews) (3) настаивал на связи нефтяных месторождений с антиклиналями, приводя в качестве подтверждения приуроченность залежей нефти к антиклинали Волкано-Бэрнинг Спрингс (Volcano-Burning Springs) в Западной Вирджинии. Однако в обеих своих работах скопление нефти в антиклиналях Е. Эндрюс приписал развитию в них трещин, которые, по его мнению, играют роль коллекторов. Основы гравитационной теории заложил, повидимому, Т. Стерри Хант (T. Sterry Hunt) (168), отметивший, что нефть и газ поднимались в антиклинали по пористым слоям потому, что они [нефть и газ] легче воды.

Период, следующий после отставки Г. Д. Роджерса и охватывающий приблизительно 1866—1883 гг., был, по выражению У. Т. Тома (W. T. Thom) (344), периодом «невежества» (dark ages) в нефтяной геологии. В течение этого периода бурение «диких кошек» было особенно интенсивным; и хотя было найдено много нефтяных и газовых месторождений в Пенсильвании и соседних штатах, однако не было сказано ничего нового о миграции нефти и газа, а положения антиклинальной теории оказались даже забытыми. В то время (с 1874 по 1888 гг.) геология нефти возглавлялась Вторым Пенсильванским Геологическим Управлением [ВПГУ], директор которого Джон Питер Лесли (J. Peter Leslie) (199) прямо и резко выступал против антиклинальной теории. Лесли утверждал: «Предполагаемая связь нефти с антиклинальными и синклинальными осями, разрывами, трещинами, плоскостями кливажа и т. д. теперь является заслуженно забытым предрассудком. Геологи, хорошо знающие нефтяные районы, никогда не могли извлечь из нее [антиклинальной теории] ни малейшей пользы, и ее популярность обеспечивается только лишь агитацией самонадеянных экспертов, не являющихся опытными геологами.»

* В России первые скважины были пробурены в Биби-Эйбате, на Кубани и на Ухте еще раньше (в Биби-Эйбате — в 1848 г.). *Ред.*

* Слово «stray» в прямом смысле значит «заблудившийся», «блуждающий». В нефтяной геологии «stray» означает — «любое отложение, которое случайно обнаруживается при бурении скважин». *Перев.*

Д. В. Хауэлл (J. V. Howell) (163) указывает, что ни в одном из докладов ВПГУ не упоминается об антиклинальной теории и что во всех отчетах неизменно избегается обсуждение вопросов аккумуляции нефти и газа. М. Кэмпбелл (Marius R. Campbell) (50) утверждает, что ВПГУ располагало огромнейшими возможностями для изучения миграции и накопления нефти и газа и геологических условий, в которых встречаются залежи, однако, эти возможности совершенно не были использованы. Геологи, служившие в управлении, тратили время на собирание буровых разрезов, коррелирование нефтяных песков и на другую аналогичную работу, которая несмотря на то, что являлась важной и хорошо выполненной, не помогала нефтяникам находить новые залежи.

Отрицательное отношение Дж. Лесли к антиклинальной теории * может показаться теперь довольно странным, но в то время это было естественным, так как большинство нефтяных месторождений, изучавшихся ВПГУ, было связано не с антиклиналями, а со стратиграфическими ловушками. Тем не менее, многие газовые и некоторые нефтяные залежи в более постоянных [выдержанных] песках, содержащих соленую воду, находились в антиклиналях. Неудача ВПГУ в изучении проблем миграции нефти, несомненно, замедлила развитие геологии нефти на многие годы. Всякие предположения по этим вопросам Дж. Лесли считал необоснованными и ненаучными, возможно, просто потому, что они были тогда умозрительными.

Следующим важным шагом в развитии нефтяной геологии было возрождение антиклинальной теории И. Уайтом (I. C. White), который справедливо считается ее отцом. В своих докладах для Второго Пенсильванского Геологического Управления [ВПГУ] он не упоминал об антиклинальной теории и утверждал, что он не знал о том, что эта теория уже выдвигалась ранее. Как сообщает М. Фуллер (Myron L. Fuller) (112), нефтепромышленник Уильям Иэрсмен (William A. Earsman) заметил приуроченность скважин, давших газ, к осям антиклиналей, нанесенных на карты, составленные ВГПУ. У. Иэрсмен обратился к президенту Нефтяной Компании Форест Дж. Вандергрифту (J. J. Vandergrift) с предложением изучить данный вопрос; провести соответствующее исследование было поручено И. Уайту, что он и осуществил в июне 1883 г. И. Уайт подметил четкую связь между газоносностью и антиклиналями и стал ярым защитником антиклинальной теории.

В статьях, опубликованных после проведенного им исследования, И. Уайт (388) не дал ясного изложения гравитационной

* Сходное отношение к антиклинальной теории характеризует первые работы К. П. Калицкого. *Ред.*

теории, однако, указал, что скопление газа в антиклиналях обусловлено двумя причинами: летучестью [подвижностью] газа и трещиноватостью пород. По данным П. Прайса (P. H. Price) (270), первая скважина, заданная в 1889 г. в соответствии с теорией И. Уайта, открыла богатую нефтяную залежь Маннингтон (Mannington), Западная Вирджиния, расположенную в 25 милях (40 *км*) от ближайшего продуктивного района. Этот факт окончательно убедил нефтяников-практиков в полезности данной теории.

Несмотря на отрицательное отношение к антиклинальной теории со стороны ВПГУ, геологические управления Канады, Индианы и Огайо поддерживали ее. Э. Ортон (Edward Orton) (255), геолог государственной геологической службы штата Огайо, описывал в своих статьях применение антиклинальной теории при освоении крупного месторождения Лайма-Индиана (Lima-Indiana) и ввел в нефтяную геологию структурно-контурные карты. Следующим важным событием в нефтяной геологии были начатые в 1900 г. исследования, проводившиеся Геологическим Управлением Соединенных Штатов Америки. С 1907 по 1915 гг. это Управление опубликовало структурные карты и детальные описания нефтяных и газовых месторождений, большая часть которых находится в Аппалачской области; в этих работах приводились убедительные данные, подтверждавшие ценность антиклинальной теории. Изучение целого ряда нефтяных залежей показало, что некоторые из них могут быть в резервуарах, лишенных свободной воды, и что в таких условиях нефть не скапливается в антиклиналях, а стремится уйти в синклинали или в газоносные резервуары.

С 1859 по 1910 гг. геология и геологи почти не использовались в нефтяной промышленности. В те годы бурение «диких кошек» было более рискованным, чем теперь, так как оно велось при очень слабом руководстве со стороны геологов, и крупные осторожные компании стремились избегать такого бурения. Типичный бурильщик «диких кошек», описанный С. Тайтом (S. W. Tait) (338) в его книге «Бурильщики диких кошек» («The Wildcatters»), должен был обладать практической сметкой, сильно развитым инстинктом игрока и умением добывать деньги; такой человек, конечно, часто не мог в какой-либо мере способствовать развитию теорий, геологии и вообще научных знаний. Размещение скважин производилось по выходам нефти, по простираниям уже известных месторождений, иногда с помощью волшебной лозы и других аналогичных средств; часто при определении мест для закладки «диких кошек» исходили из соображений, не имевших ничего общего с геологией, или же просто задавали скважины наугад. После 1910 г. нефтяные компании начали прибегать к помощи геологов и, как указывает Ю. Де Гольер

(E. De Golyer) (80), к 1915 г. существование геологического отдела в хорошо организованных компаниях стало скорее правилом, нежели исключением. По данным Г. А. Уилера (H. A. Wheeler) (383), до 1916 г. геолог был очень редким явлением на нефтяных месторождениях в Оклахоме; он был посмешищем в глазах нефтяников-практиков, ставивших его на одну ступень с экспертами, уповавшими на волшебную лозу, и другими авантюристами-нефтеискателями. Однако открытие крупного нефтяного месторождения Кашинг (Cushing) при помощи картирования поверхности вызвало коренной перелом в отношении нефтепромышленников к геологам: они бросились к геологам за советами и консультациями, несмотря на то, что раньше считалось постыдным прибегать к их помощи. Необходимо отметить, что причиной, побудившей к этому нефтепромышленников, было не признание научной ценности аргументации геологов, а их практические успехи.

За последние 25 лет было собрано огромное количество фактического материала по геологии нефтяных и газовых месторождений. Составление литологических, электрических, радиоактивных и нейтронных разрезов буровых скважин, изучение кернов, промысловые исследования нефтяных месторождений, структурная съемка и оконтуривание резервуаров, геофизические исследования, детальное изучение стратиграфии и разработка гидрогеологических проблем нефтяных месторождений — все это предоставило в распоряжение геолога богатейшие сведения, с которыми можно было подойти к выяснению характера аккумуляции нефти и газа. Несмотря на все это, сейчас мы знаем об условиях накопления нефти и газа немногим больше того, что нам было известно об этом 25 лет назад. Тем не менее, имеющиеся в нашем распоряжении данные об аккумуляции открывают перед нами прекрасную возможность проверять правильность выдвинутых ранее теорий, связанных с этой проблемой, и судить о практической пригодности новых теоретических положений.

Методы проверки теорий

Общая постановка вопроса. Нефть и газ мигрируют через весьма разнообразные типы осадков, но возникают они обычно в таких породах как глины [shales]* и непористые известняки, являющиеся, как правило, тонкозернистыми и весьма непроницаемыми; поэтому любая теория миграции нефти должна, прежде всего, объяснить, каким образом нефть и газ проходят через эти породы и попадают в коллекторы. Другая трудность состоит

* Под «shales» понимаются обычно вообще все глинистые породы. *Ред.*

в том, чтобы объяснить, каким образом нефть и газ (очевидно, благодаря всплыванию) поднимаются вверх по пологим склонам с уклоном, равным 20—40 футов на милю (6—12 *м* на 1,6 *км*).

Коллекторы и материнские породы обычно насыщены соленой водой; при лабораторных опытах капельки нефти и пузырьки газа не всплывали в насыщенных водой осадках, соответствовавших по своей мелкозернистости коллекторам и материнским породам. Лабораторные исследования также показали, что нефть и газ в дисперсном состоянии не способны проходить через коллекторы под напором движущейся воды при тех скоростях и гидравлических градиентах, которые наблюдаются в обычных природных условиях. В таких коллекторах, как песчаники, сопротивление передвижению нефти и газа оказывает поверхностное натяжение, ограничивающее продвижение капелек нефти и пузырьков газа; в глинах и других тонкозернистых породах это сопротивление миграции, очевидно, во много раз больше, чем в песчаниках.

Как правило, нефть и газ, располагаются в самых высоких частях резервуара, соленая вода находится ниже, а поверхности раздела между газом и нефтью и между водой, нефтью и газом приблизительно горизонтальны. Однако известно значительное число месторождений, в которых эти контакты наклонны; в некоторых случаях различие в отметках одного и того же контакта нефть-вода в одной и той же залежи возрастает до 100—200 футов (30—60 *м*). Все теории нефте- и газонакопления сталкиваются с большой трудностью дать объяснение тому, каким образом маленькие капельки или массы нефти попадают (очевидно, вследствие всплывания) в самые высокие части резервуара после накопления в них больших масс нефти при негоризонтальном положении водо-нефтяного контакта. Казалось бы, что последнее противоречит гравитационной теории — если мелкие частицы нефти смогли подняться к кровле резервуара, то следовало бы ожидать, что в случае больших масс граница между нефтью и водой будет идеально равновесной [горизонтальной]. Возражения против всех выдвинутых теорий нефте- и газонакопления столь серьезны, что человек, незнакомый с нефтяными месторождениями [с их происхождением?], * мог бы, исходя из критики всех предложенных теорий, прийти к выводу, что аккумуляция вообще никогда не имела места.

Отсутствие удовлетворительной теории миграции нефти в значительной мере можно объяснить недостаточно критическим от-

* В оригинале сказано — ...and a person who was not acquainted with the existense of oil fields... Это можно понять и так, что имеется в виду человек, который вообще не знает о существовании нефтяных месторождений. *Ред.*

ношением к предложенным гипотезам. Критический анализ теорий должен содержать следующие пункты:

1. Ясное изложение теории и тех физических основ, на которых она базируется.

2. Тщательный разбор теории и различных физических и геологических условий, таких, как температура, давление, поверхностное натяжение, артезианские течения, необходимых для осуществления миграции согласно данной теории, а также проверка реальности этих условий в природной обстановке.

3. Исследование нефтяных и газовых месторождений с целью установления возможности их существования в условиях, требуемых теорией.

4. Экспериментальная проверка в том случае, если она возможна.

Можно с уверенностью сказать, что многие авторы различных теорий нефте- и газонакопления не проверяли свои выводы вышеуказанным способом, а, главное, — не занимались рассмотрением вопроса о том, могут ли отдельные физические факторы играть необходимую роль. Этими различными физическими факторами являются температура, давление, распределение давления, поверхностное натяжение и т. п. и скорость движения подземных вод. Геологическими факторами, которые необходимо принимать во внимание, являются: химический состав воды в коллекторах; стратиграфия и присутствие ископаемой воды в нефте- и газоносных песках; положение, занимаемое нефтью и газом в резервуарах; размещение и пространственное положение контактов между различными флюидами; пористость и проницаемость коллекторов. При критическом рассмотрении более старых работ, следует помнить, что в то время, когда они писались, невозможно было получить большую часть перечисленных выше сведений.

О «геологической ограде» для теорий нефте- и газонакопления. Совсем недавно Б. Б. Кокс (Ben B. Cox) (69) ввел понятие о «геологической ограде» (geological fence) * для теорий происхождения нефти; аналогичную «ограду» полезно было бы применить и к теориям миграции. Она должна представлять собой перечень различных физических условий с указанием пределов их возможных количественных значений. Любая теория, опирающаяся на численные значения тех или иных факторов, выходящие за установленные «оградой» пределы, должна быть (при условии, что в «ограду» не вкрались ошибки) отвергнута. Использование «геологических рогаток» подобным образом обеспечит не только проверку теорий, но также подчеркнет важное значение физических факторов и необходимость получения для них точ-

* Этот термин можно было бы перевести также как «геологические рогатки» или «геологический барьер». *Ред.*

ных количественных данных. Пока геологи считают себя совершенно свободными в выборе тех или иных физических условий, необходимых для выдвигаемых ими теорий, до тех пор трудно будет избавиться от бесполезных и ошибочных теорий. Ниже перечисляются различные физические и иные факторы и характеризующие их цифровые данные:

1. Температура: нормально 80—220° F (25—100° C), крайние пределы 60—400° F (15—200° C) и более.

2. Гидростатическое давление: нормально 800—3200 фунтов на квадратный дюйм (55—225 *кг/см²*), крайние пределы 500—9000 фунтов на квадратный дюйм (35—630 *кг/см²*).

3. Давление сжатия: нормально 2000—8000 фунтов на квадратный дюйм (140—560 *кг/см²*), пределы 1600—14 000 фунтов на квадратный дюйм (110—1000 *кг/см²*) и более.

4. Давление уплотнения: нормально 1200—5000 фунтов на квадратный дюйм (85—350 *кг/см²*), крайние пределы 800—8000—9000 фунтов на квадратный дюйм (55—550—680 *кг/см²*) и более.

5. Время: очевидно, по меньшей мере 1 млн. лет, возможно, 10 или 100 млн. лет.

6. Поверхностное натяжение [в условиях недр], вероятно, меньше (но не намного), чем в обычных условиях.

7. Коллекторы были насыщены водой до того, как в них попали нефть и газ.

8. Коллекторы и материнские породы являются гидрофильными, т. е. удерживающими (поглощающими) воду. Однако со временем коллекторы становятся гидрофобными, т. е. отталкивающими воду, вследствие того, что содержащиеся в нефти вещества абсорбируются на поверхности зерен.

9. Растворимость нефти в воде на дневной поверхности составляет около 0,002%, а растворимость газа становится заметной и возрастает с давлением.

10. Средний эффективный диаметр зерен песчаных коллекторов колеблется от 0,5 до 0,05 *мм*, как правило 0,1—0,2 *мм*.

11. Обычная проницаемость песчаных коллекторов составляет 100—500 *миллидарси*, предельная 5—5000 *миллидарси*.

12. Нефть, как таковая, мигрировала иначе, чем газ и большинство ее компонентов с момента их образования не находилось в газообразном состоянии.

13. Максимальная скорость передвижения соленой воды в коллекторах под воздействием метеорных [атмосферных] вод не превышает 1 дюйма (25 *мм*) в год. Максимальная горизонтальная скорость передвижения воды в коллекторах, составляет около 3 дюймов (75 *мм*) в год.

14. Максимальный гидравлический градиент, вызываемый циркуляцией артезианских метеорных вод, равен 1/100 для бассей-

нов с поперечником в 100 миль (160 *км*), а в бассейнах с поперечником в 300 миль (480 *км*) и более он колеблется от 1/100 до 1/250.

15. Наличие в коллекторах чаще соленых, чем пресных вод.

Несомненно, существует много других физических свойств, которые можно было бы включить в «геологическую ограду» для теорий нефте- и газонакопления. Возможно также, что по мере поступления дополнительных сведений, указанные величины будут изменяться, поэтому приведенные цифры следует рассматривать как приблизительные.

Об использовании «геологических рогаток» для проверки теорий нефте- и газонакопления. Если величины, характеризующие различные геологические условия, необходимые для данной теории, лежат далеко за пределами величин, приведенных в «геологической ограде», и если основное, наиболее существенное условие «ограды», противоречащее теории, не может быть отвергнуто, то от такой теории следует отказаться. Если нужные величины лежат в рамках «геологической ограды», то теорию следует принять на проверку, несмотря на то, что другие данные могут с ней не согласовываться. Если точное определение цифровых данных невозможно, то, очевидно, может возникнуть мнение о безопасности рассмотрения физических факторов. Однако при проверке какой-либо теории не всегда необходимо располагать точными величинами. Если по теории для миграции нефти и газа требуется температура в 500° F (260° C), а температура пород в районе, о котором идет речь, никогда не поднималась выше 250° F (120° C), то теория является явно неприемлемой, даже если более точное определение температуры, чем в пределах 50—250° F (10—120° C), невозможно.

Миграция из материнских пород в коллекторы

Общие условия. Миграция нефти из материнской породы в коллектор, названная В. Иллингом (Illing) первичной миграцией, по длине пути может составлять всего лишь несколько долей метра или нескольких метров, однако трудно представить себе, каким образом нефть проходит через непроницаемые материнские породы. В сланцах [shales] и глинах [clays], через которые должны пройти нефть и газ, поры являются исключительно мелкими, а многие карбонатные породы, могущие рассматриваться как нефтематеринские, являются и непроницаемыми и непористыми.

Известно, что сопротивление продвижению капелек нефти и пузырьков газа через поры быстро возрастает с уменьшением размеров пор и, следовательно, будет очень большим в глинистых сланцах, глинах и некоторых известняках. Совершенно ясно, что

объяснить передвижение нефти и газа через такие непроницаемые породы обычным всплыванием нельзя, что же касается циркуляции метеорной воды в артезианских бассейнах, то при глубоком залегании пород она не доходит до них. Первичной миграции через пласты в значительной степени могут способствовать трещины и разломы, но материнские породы, как правило, являются мягкими, слегка деформированными, с небольшим количеством трещин и обычно для того, чтобы попасть в ближайшую трещину, нефти требуется пройти через непроницаемую породу толщиной, по меньшей мере, в 1 дюйм (25 *мм*) или более.

О роли уплотнения. Приведенные соображения позволяют думать, что из всех известных процессов, вероятно, только давление, вызывающее уплотнение пород, капиллярные силы и миграция в виде раствора могут являться агентами, обусловливающими продвижение нефти через материнские породы. Последние два процесса рассматриваются в данной главе. О значении уплотнения и способе определения величины вызывающего его давления, говорилось в 10 главе.

Уплотнение глинистых сланцев и глин происходит, главным образом, под действием веса покрывающих отложений; в этом уплотнении, по-видимому, и заключается основной результат деформации пород в районах, удаленных от участков с активной дизъюнктивной тектоникой и с сильной дислокацией отложений. Под влиянием уплотняющего давления [некоторые] частицы породы растворяются в местах их соприкосновения друг с другом (где давление является наибольшим), а растворенный материал отлагается на тех же частицах, но на участках, где давление меньше. Этот процесс, наряду с изгибом и раздроблением некоторых зерен, приводит к неуклонному уменьшению объема и пористости породы и увеличению ее плотности. Вероятно, аналогичным образом происходит уплотнение и известняков, если только оно не началось значительно ранее и ближе к поверхности Земли.

По мере накопления осадков, могущего длиться миллионы лет, происходит одновременно увеличение давления и температуры [в захороненных слоях]. Сильная деформация и срезывающие давления могут в значительной степени ускорить процесс уплотнения пород и способствовать миграции углеводородов по образовавшимся трещинам и разломам.

Экспериментальные данные. Получить данные о характере миграции экспериментальным путем довольно трудно, так как в лаборатории невозможно воспроизвести природные условия.* При опытах подчас может быть не замечена эффективность тех

* С этим утверждением автора, если исключить фактор времени, согласиться трудно. *Ред.*

медленных процессов, которые протекают во время погребения пород, длящегося миллионы лет. К. Увакато (K. Uwakato) (357) описал образование нефти и ее выжимание из горючих сланцев под давлением от 191 000 до 245 000 фунтов на квадратный дюйм (от 13 400 до 17 200 *кг/см*^{2}), значительно превышающим давление в пластах, связанных с нефтепродуктивными горизонтами. Насколько известно, другими исследователями этот опыт не был подтвержден, и поэтому до сих пор остается не вполне ясным его значение.

Способ миграции. Первой жидкостью, которая выжимается из пород под все возрастающим давлением накапливающихся сверху осадков, является, по-видимому, вода, так как силы поверхностного натяжения удерживают ее слабее, чем нефть и газ. После удаления большей части воды из породы, под влиянием уплотнения начинают вытесняться нефть и газ, несмотря на сопротивление, оказываемое поверхностным натяжением. Удаление воды и газа из плотных известняков под действием сжатия происходит гораздо раньше, очевидно, на небольшой глубине — всего лишь в несколько десятков метров или даже меньше. Такие органические вещества, как горючие сланцы и ископаемые угли, по-видимому, способны пропускать газ, и если органическое вещество газо-нефтематеринских пород обладает таким свойством, то газ может мигрировать из этих пород в коллектор по заключенному в них самих проницаемому органическому веществу.

В некоторых случаях совершенно очевидно, что уплотнение завершилось задолго до того, как нефть попала в коллектор; в подобных случаях уплотнение не могло быть фактором, вытеснившим нефть из материнской породы. Такое положение имеет место там, где нефть заполняет трещины и разломы, лишенные связи с коллекторами, в которых нефть могла бы сохраняться до поступления в трещины. Например, в юго-восточной части Кентукки и в соседних штатах нефть встречается близ поверхности в трещинах ордовикских известняков. Эти трещины возникли при складчатости, связанной с образованием Аппалачей в конце пермского периода; коллекторы же, в которых нефть могла бы находиться до появления трещин, в данном регионе отсутствуют.

Сейчас трудно правильно оценить роль уплотнения в вытеснении нефти и газа из материнских пород; однако до получения более точных сведений, уплотнение можно считать одним из возможных факторов первичной миграции.

Миграция по коллекторам

О характере сведений. Геологи больше всего заинтересованы в изучении миграции по коллекторам, потому что эта миграция тесно связана с накоплением нефти и газа в различных типах ловушек и образованием в них залежей. Эту миграцию В. Иллинг назвал вторичной. * Сведения, касающиеся этой вторичной миграции, собраны отчасти в полевых условиях, отчасти получены в лабораториях, а также заимствованы из физики [применение ее законов]. Ценные полевые наблюдения позволяют установить типы ловушек, в которых обнаружены нефть и газ, выявить взаимоотношения нефти, газа и воды, выяснить состав воды, давление в недрах и его изменения, состав и свойства нефти и газа.

В огромном большинстве случаев полевые данные показывают, что нефть, газ и вода в резервуаре располагаются по удельным весам: вверху газ, внизу вода, посередине нефть. Эта явная гравитационная стратификация, несомненно, легла в основу гравитационной теории миграции нефти. Однако существование наклонных контактов между флюидами, рассматриваемых ниже, говорит о том, что в некоторых случаях имеют место отклонения от гравитационной стратификации. Очевидно, что помимо силы тяжести на накопление флюидов воздействуют и другие силы.

Критика экспериментов. Опыты, проделанные в лабораториях с целью выяснения причин и путей миграции нефти, к сожалению, не дали положительных результатов, а в некоторых случаях привели к неверным заключениям. В. Иллинг (170) замечает, что эксперимент в физике или химии обычно решает проблему или, по меньшей мере, проясняет ее; эксперименты же, поставленные в связи с миграцией нефти, ведут к большей путанице и неразберихе. В значительной степени это объясняется тем, что экспериментаторы, не придавая большого значения разнице между лабораторными и природными условиями, недостаточно копируют последние. Безусловно, в лаборатории невозможно воспроизвести явления в тех масштабах времени и пространства, в каких они осуществляются в природе. Поэтому многие важные процессы и движения, происходящие в течение миллионов лет, нельзя, вследствие их исключительной медленности, наблюдать в лабораторных условиях. Также и огромные объемы нефти и газа, образующие нефтяные и газовые залежи, могут формироваться и вести себя совершенно иначе, чем малые объемы, с которыми обычно проводят эксперименты.

К факторам, которые редко воспроизводились при постановке известных по публикациям опытов, относятся также размеры зерен и проницаемость. Вследствие капризных изменений известняков и доломитов как коллекторов, в качестве опытных резервуаров в лабораториях используются, в основном, песчаники. Средние размеры песчаных зерен в газо- и нефтепродуктивных резервуарах обычно равняются 0,1—0,2 *мм*, однако при таких

* Ее называют также внутрирезервуарной. *Ред.*

диаметрах зерен проницаемость неуплотненных искусственных песков будет гораздо больше, чем проницаемость коллекторов, претерпевших естественное уплотнение. Миграция нефти и газа больше контролируется размерами пор, нежели зерен. Проницаемость определяется средними диаметрами пор, а поэтому при опытах, связанных с миграцией нефти и газа, желательно использовать пески, обладающие той же проницаемостью, что и коллекторы; размеры же зерен могут быть другими. Проницаемость продуктивных песчаников колеблется обычно от 100 до 500 *миллидарси*.

В лабораторных условиях невозможно также воспроизвести такие природные условия, как например гидравлический градиент и скорость гидравлических потоков. А. В. Мак-Кой и У. Р. Кейт. (A. W. Mc Coy and W. R. Keyte) (222) утверждают, что скорость передвижения воды, вызванного гидравлической циркуляцией, по песчаникам, содержащим в данное время соленую воду, не превышает 1 дюйм (25 *мм*) в год. Как поясняется ниже в данной главе, гидравлические градиенты вследствие циркуляции метеорной воды в больших бассейнах едва ли будут превышать 1/100 в бассейне с поперечником в 100 миль (160 *км*) или 1/250 для бассейна протяженностью в 300 миль (480 *км*).

Гидравлический градиент представляет собой отношение разности напоров воды в двух пунктах к расстоянию между ними. При проведении экспериментов для определения влияния гидравлических потоков на нефте- и газонакопление гидравлические градиенты, равные 1/100 и 1/250, не создаются. Гидравлические градиенты при опытах варьируют, в общем, от 0,5 до 2; при многих опытах величина создаваемых гидравлических градиентов вообще не определялась. Лабораторные скорости передвижения флюидов неизмеримо больше, чем реальные скорости в глубоко погребенных коллекторах. Очевидно, что в лабораторной работе очень много внимания уделяется получению результатов, внешне сходных с теми, которые характеризуют нефтяные или газовые месторождения на геологических профилях и фотографиях, но прилагается мало усилий для воспроизведения в лаборатории естественных условий.

Приведенные замечания вовсе не означают, что все результаты экспериментов не заслуживают внимания. На основании лабораторных опытов можно сделать некоторые очень ценные выводы при условии, что во внимание будет принято влияние перечисленных выше факторов. Однако если экспериментаторы не учитывали указанные критические замечания и не сделали для себя соответствующих выводов, то их заключения не могут быть приняты. Не следует также забывать о влиянии лабораторных условий опытов на их результаты. Обычно опыты ставились при комнатной температуре, нормальном атмосферном давлении и

при том объеме какого-либо газа или воздуха, который растворяется в таких условиях в воде или нефти. Как поясняется ниже, возможно, что были бы получены совершенно другие результаты, если бы создавались высокие давления, допускающие растворение газа в значительно больших объемах.

Результаты экспериментальных данных позволяют сделать два общих вывода. Первый — в лабораторных условиях капельки нефти и пузырьки газа не всплывают в насыщенных водой песчаниках с зернами таких размеров, которые характерны для нефтяных и газовых залежей. Второй — капельки нефти и пузырьки газа в лабораторных условиях нельзя заставить пройти через насыщенные водой песчаники с крупностью зерен и проницаемостью, характерной для природных коллекторов, под воздействием гидравлических потоков, имеющих такие скорости и гидравлические градиенты, которые наблюдаются в нефтяных месторождениях (в последних градиенты не превышают 1%). Следует, однако, ясно себе представлять, что оба эти положения не относятся к воде, находящейся под давлением и содержащей много растворенных газов. Как поясняется ниже, при температурах и давлениях, существующих в недрах на значительной глубине, миграция нефти и газа будет более интенсивной.

Отсутствие положительных результатов опытов, связанных с миграцией нефти и газа, вовсе не означает, что в будущем эти опыты будут такими же безуспешными. Эксперименты, безусловно, могут дать важные сведения о характере миграции нефти и газа, но при условии, что должное внимание будет уделено воспроизведению естественной обстановки и что будут приняты во внимание также те отличия, которые являются следствием невозможности полного копирования природных условий.

О возможной миграции нефти в виде газа

Геологи, дискутируя по вопросу о происхождении нефти, часто говорят о «дистилляции» нефти из материнских пород. Однако из контекста обычно явствует, что термин «дистилляция» попросту употреблен в смысле термина «происхождение» и что авторы вовсе не имеют в виду переход нефти в газ. Ч. У. Уошберн (Ch. W. Washburne) (378) давно уже предостерегал от употребления термина «дистилляция» при обсуждении генезиса нефти, так как ни одна фракция, более тяжелая чем керосин, еще не была дистиллирована. У. Рассел (297) на основе анализа данных о температурах и давлениях показал, что полная дистилляция всех фракций нефти невозможна. Обнаруженные при глубоком бурении многие месторождения газа-дистиллята или газа-конденсата указывают, что на большой глубине самые легкие фракции нефти могут существовать в виде паров в природном

газе, но в этих конденсатах не было обнаружено заметных количеств промежуточных и тяжелых фракций. *

Проблема нефтенакопления приняла бы совершенно иной вид, если бы нефть, действительно, полностью дистиллировалась и мигрировала в виде газа. Однако фактами это не подтверждается, и употребление слова «дистилляция» для обозначения генезиса нефти является в высшей степени ошибочным. **

О наклонных контактах

Обычная картина. Естественно полагать, что контакты между тремя флюидами, присутствующими в нефтяных и газовых резервуарах, должны быть горизонтальными. Действительно, в большинстве случаев эти контакты приблизительно горизонтальны, но у немалого числа залежей они обнаруживают заметный наклон. Вообще наблюдается наклон разделов между всеми флюидами, но граница нефть-вода *является более наклонной, чем контакт* нефть-газ. Разница в высотных отметках для одного и того же раздела в пределах одной залежи может достигать 100 футов (30 *м*), а в некоторых случаях и большего числа метров. Углы наклона границ между флюидами обычно меньше углов регионального падения пород, но могут достигать нескольких градусов. Существование наклонных контактов имеет важное значение ввиду их непосредственной связи с условиями аккумуляции нефти

* Конденсаты нередко содержат бензиновую и керосиновую фракции и лишь небольшую примесь более тяжелых компонентов. Так например, конденсат из продуктивной толщи о-ва Песчаного, по данным Г. Г. Ашумова и Ш. В. Велиева (АзНИИ НП), содержит бензина 47,7%, керосина — 40,3%, акцизных смол — 2%. Удельный вес конденсата — 0,773. На долю метановых углеводородов приходится около 60%. По данным тех же исследователей сходные конденсаты встречаются в месторождении Карадаг — они содержат бензина 36—45%, керосина — 40—53%, а акцизных смол 1—1,8%.

Более тяжелый конденсат ($d_4^{20} = 0{,}851$; возможно, что наиболее легкие углеводороды были утеряны при отборе проб) встречен в месторождении Эрри на Северном Сахалине. По данным В. К. Шиманского, в конденсате преобладают нафтеновые углеводороды, и он содержит бензина 17—18%, керосина (200—300° С) около 80% и остатка около 2%. *Ред.*

** Реальность возможности начальной эмиграции микронефти из глинистых пород путем растворения в сжатых газах блестяще доказана недавно специальными экспериментами М. Н. Соколовой, М. А. Капелюшниковым и С. Л. Закс (ДАН СССР, т. 108, № 4, 1956). В качестве объекта исследований были взяты глинистые породы среднего девона из Минусинской котловины, содержащие 0,28—0,30% спирто-бензольного битума. Из порошка породы сжатым до 300—350 *атм* углекислым газом при температуре в 40° С извлекалось 60—70% битума. Анализы показали, что в состав растворенной в CO_2 части битума вошли почти все углеводороды.

Опыты проводились в таких термодинамических условиях, которые имеют место в стратосфере на глубинах около 1,5 *км*. *Ред.*

и газа, с залеганием нефти и газа в открытых ловушках, а также *потому, что они определенным образом влияют на ценность* арендных участков и неопробованных структур.

Примеры залежей с нечетким гравитационным разделением флюидов. В большинстве нефтяных и газовых месторождений имеются три четко выраженные зоны — нефти, газа и воды. Известно, что нефтяная и газовая зоны содержат значительное количество соленой воды, однако она не извлекается вместе с нефтью и газом из скважин, забои которых располагаются над контактами нефть-вода или газ-вода. В некоторых же залежах вся толща резервуара дает нефть и воду, причем признаки разделения жидкостей по их удельному весу выражены слабо. Одно из таких месторождений описано М. Д. Манном (M. J. Munn) (238). В Пенсильвании в твердом непроницаемом песчанике Хандрид-Фут (Hundred-Foot) встречаются линзовидные участки пористого песка, являющиеся продуктивными. Нефть и газ добываются *из них совместно. Отнюдь не было заметно, чтобы нефть* концентрировалась у кровли каждой продуктивной линзы, а там, где одна линза залегает над другой (в том же песчанике Хандрид-Фут), пропорция нефти в верхней линзе не превышает содержа*ния нефти в нижней.* Общая структурная карта нефтяных залежей на этой площади дана на рис. 12-1.

Отсутствие четкого разделения между нефтью и водой в соответствии с их удельными весами наблюдается в описанной И. У. Шоу, И. Ф. Лайнзом и М. Д. Манном (E. W. Shaw, E. F. Lines and M. J. Munn) (312) залежи песка Сэрд (Third sand) в округе Кларион (Clarion), штат Пенсильвания. Нефть, добываемая из песка Тэрд в округе Кларион, в общем, свободна от воды за исключением залежей Кларион и Вайола, где вода откачивается вместе с нефтью из наиболее высокой в структурном отношении части резервуара.

Некоторые примеры наклонных контактов. К *нефтяным месторождениям*, в которых обнаружены наклонные контакты флюидов, относятся Ланс Крик (Lance Creek), Уайоминг (103); Рок Ривэр (Rock River), Уайоминг (104); Кат Бэнк (Cut Bank) в Монтане (38); Кашинг в Оклахоме (30) и Грэхэм (Graham) также в Оклахоме (349). Один из наиболее интересных контактов, обнаруженных в месторождении Уоссон (Wasson) в Западном Техасе, описан у У. Т. Шнейдера (W. T. Schneider) (309). Эта залежь расположена на антиклинальном поднятии и проницаемые продуктивные зоны по ее периферии становятся непроницаемыми и непродуктивными. Контакты нефть-вода и нефть-газ имеют вид блюдцеобразной депрессии с наибольшим понижением у центра залежи. Контакт нефть-вода понижается к центру месторождения на 150 футов (45 *м*), а контакт нефть-газ — на 40 футов (12 *м*). Наклонные контакты между нефтью и водой

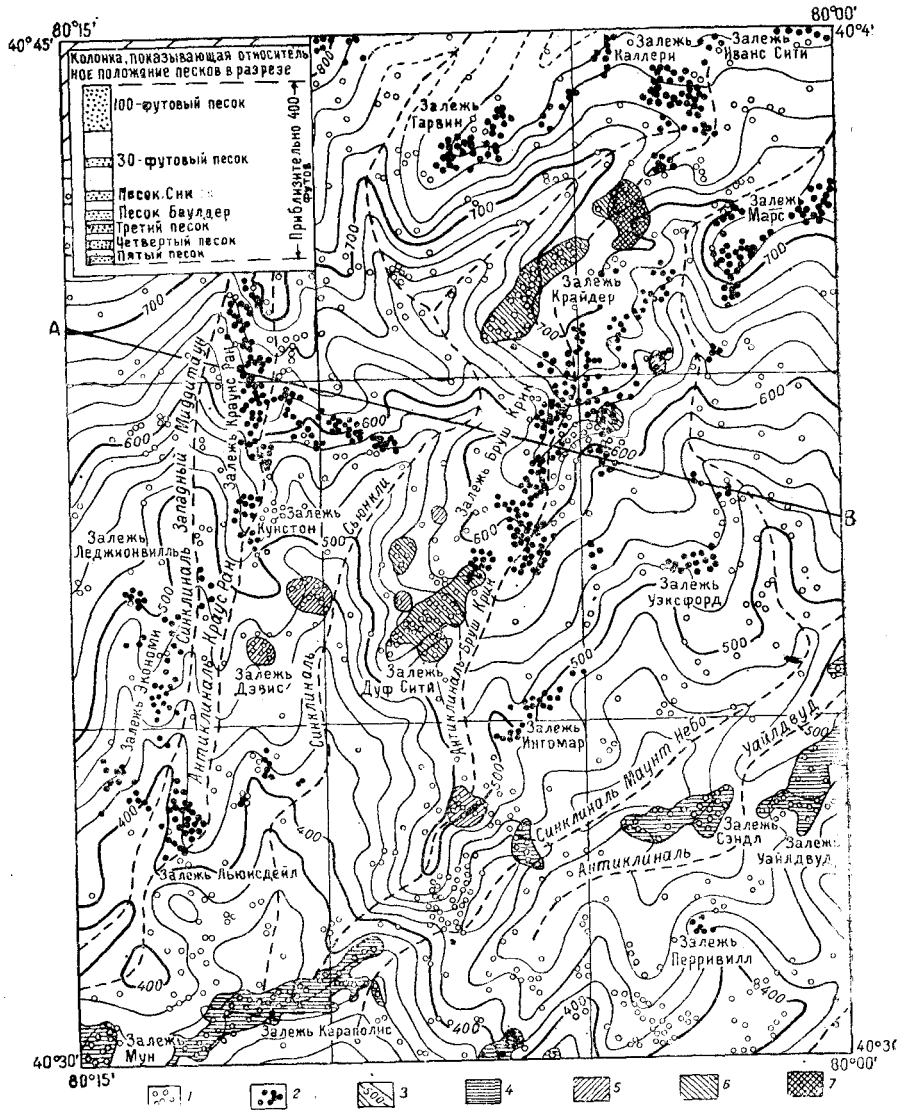


Рис. 12-1. Структурная карта с показанием распределения нефтяных месторождений района Сьюикли Квадренгл, Пенсильвания. (По Munn, Economie Geology).

1 — скважины, в которых песок Хандрид-Фут непродуктивен (многие из этих скважин получают нефть из других песков); *2* — скважины, дающие нефть из песка Хандрид-Фут (с соленой водой); *3* — стратоизогипсы (через 20 футов) кровли песка Хандрид-Фут (начало отсчета от плоскости, расположенной на 1000 футов (305 *м*) ниже уровня моря; *4* — нефтяные залежи в песке Третьем; *5* — нефтяные залежи в песке Баулдер (соленая вода отсутствует); *6* — нефтяные залежи в песке; Сни (соленой воды нет); *7* — нефтяные залежи в песках Сни и Баулдер.

в месторождении Брэдфорд (Bradford) в Пенсильвании были уже описаны. Следует заметить, что упомянутые случаи составляют очень малую долю от большого числа выявленных наклонных контактов. Поскольку эти контакты, вероятно, имеют важное отношение к проблеме аккумуляции нефти и газа и к вопросу о возможности их скопления в закрытых ловушках, постольку некоторые из случаев наклонных границ между флюидами следует рассмотреть более детально.

На рис. 12-2 дан поперечный геологический разрез с севера на юг нефтяного месторождения Солт Крик, взятый из работы Э. Бека (Elfred Beck) (31), а на рис. 23-15 дана его структурная карта. Это самое крупное месторождение в области Скалистых гор с общей суммарной добычей, оцениваемой в 400млн. баррелей (55 млн. тонн). На поперечном разрезе видны нормальные сбросы, очевидно, возникшие вследствие растяжения пластов в своде антиклинали; залежи нефти контролируются структурой. Следует отметить, что нефтепродуктивные площади значительно отличаются друг от друга по размерам для каждого из четырех резервуаров. Во всех коллекторах контакты нефть-вода имеют заметный наклон к северу.

На рис. 12-3 изображен поперечный профиль части нефтяного месторождения Кашинг в Оклахоме, взятый из работы К. Била (Carl H. Beal) (30). Оно является одним из первых крупных нефтяных месторождений, открытых на Мид-Континенте; ясно выраженный антиклинальный характер залежи являлся важным моментом, заставившим нефтяную компанию признать ценность нефтяной геологической науки. Все три горизонта продуктивных песчаников имеют пенсильванский возраст. Следует отметить, что в горизонтах Лейтон (Layton) и Уилер (Wheeler) контакт вода-нефть имеет наклон от свода антиклинали. Нефтепродуктивная зона расположена на западном крыле антиклинали в горизонтах Лейтон и Уилер; на восточном же крыле нефть отсутствует.

Геологические условия некоторых аппалачских месторождений в основном таковы, как они представлены на рис. 12-4, взятом из работы У. Грисволда и М. Манна (W. T. Griswold and M. J. Munn) (129). Песок Солт относится к пенсильванской системе, пески от Биг Инджун (Big Injun) до Фифти-Фут (Fifty-Foot) — к миссисипской, а горизонт Гордон (Gordon) и более древние пески имеют девонский возраст. В постоянных песках, обычно содержащих воду за пределами продуктивных участков, как например в песках Биг Инджун и Солт (см. рис. 12-4), залежи нефти являются антиклинальными. Девонские пески, по сравнению с песками Биг Инджун и Солт, являются менее постоянными и содержат меньше соленой воды. Скопления нефти в них в меньшей степени связаны с антиклиналями и чаще при-

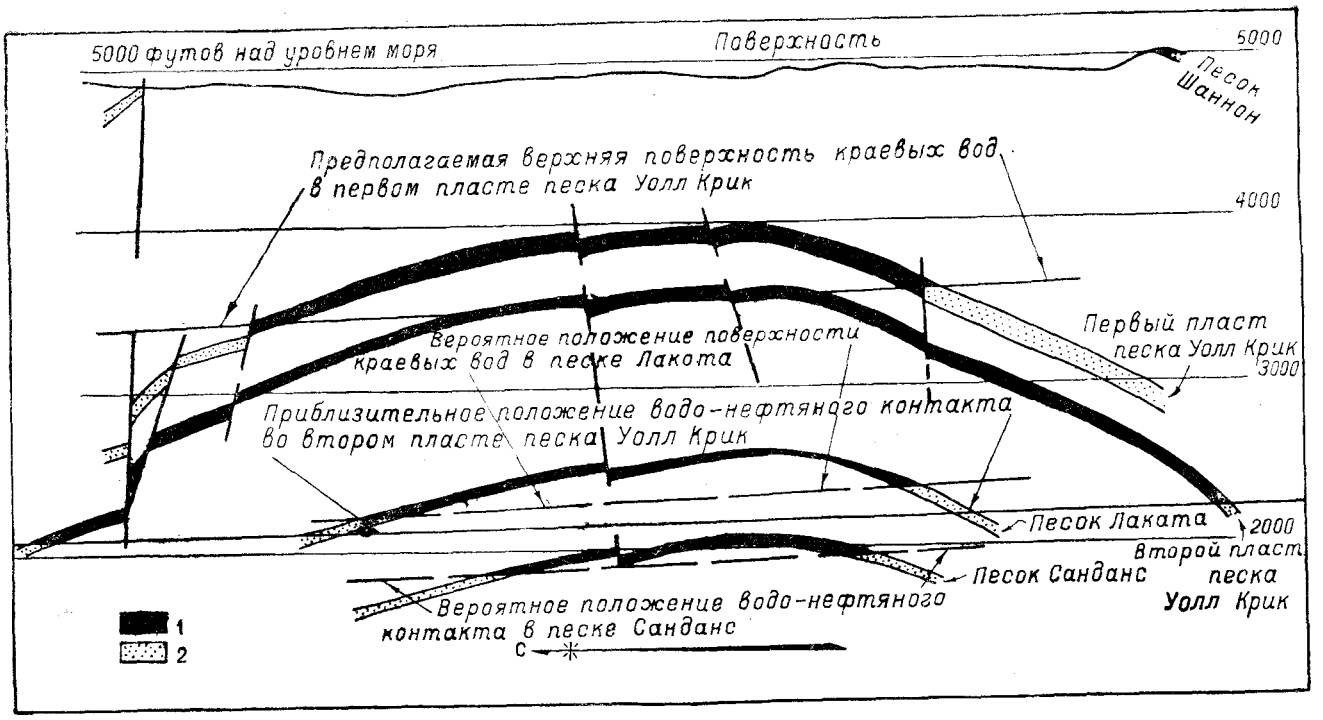


Рис. 12-2. Поперечный геологический разрез нефтяного месторождения Солт-Крик, Уайоминг. (По Beck, U. S. Geol. Surv.) *.

1 — нефтеносный песок; *2* — водоносный песок.

* U. S. Geol. Surv.—сокращенное обозначение U. S. Geological Survey. Далее в книге везде дается сокращенное обозначение. *Перев.*

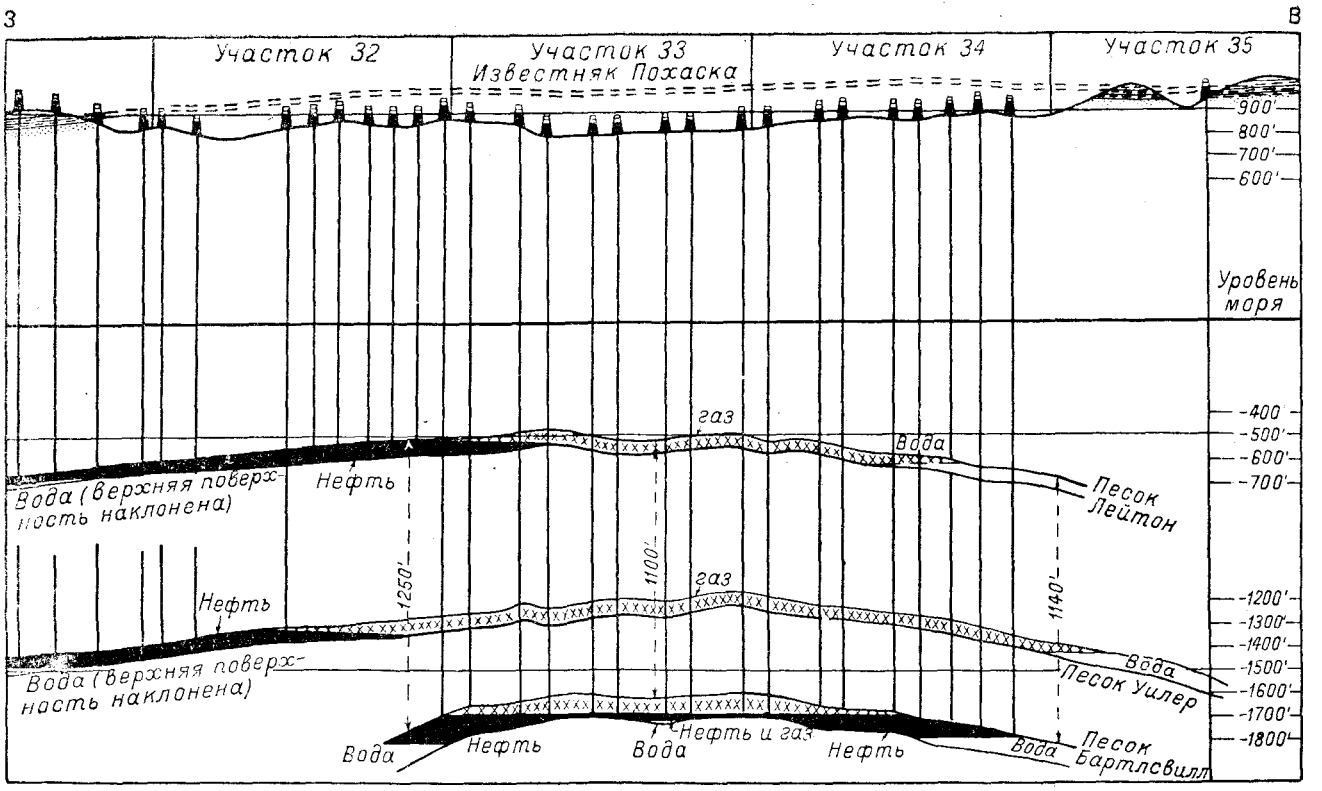


Рис. 12-3. Разрез части нефтяного и газового месторождения Кашинг в Оклахоме, иллюстрирующий наклонное положение контактов нефть-вода. (По Beal, U. S. Geol. Surv.).

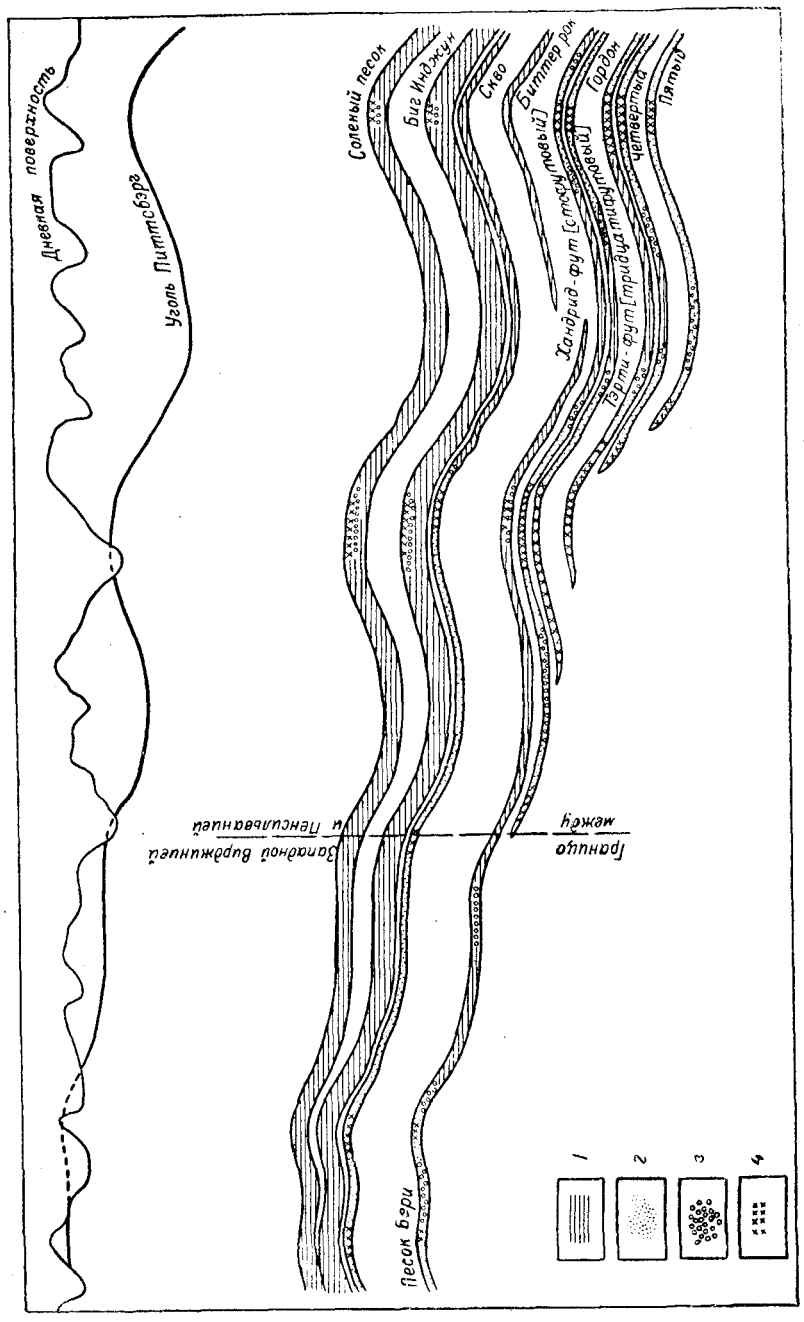


Рис. 12-4. Разрез нефтеносных и газоносных песков в центральной части Аппалачской области. (По Griswold and Munn. U. S. Geol. Surv.).

1 — песок, насыщенный водой; *2* — сухой песок; *3* — нефтяная залежь; *4* — газовая залежь.

урочены к стратиграфическим ловушкам и синклиналям. Там, где погружение осей антиклиналей происходит на значительных расстояниях, а в сводах содержится газ, наклонные контакты газ-вода располагаются на крыльях антиклиналей.

В районе Аппалачей основная часть добываемой нефти получается из стратиграфических ловушек, почему этот вид ловушек считается здесь основным. Тем не менее, рис. 12-4 показывает, что даже в Аппалачском районе встречаются нефтяные и газовые залежи в антиклиналях, и именно там, где пески являются выдержанными и, как правило, насыщенными соленой водой.

Изучение наклонных контактов, описанных в литературе, указывает на то, что их наклон в основном совпадает по направлению с региональным падением отложений; угол же наклона контактов меньше угла падения слоев. Наклонные контакты известны в залежах, связанных как со стратиграфическими ловушками, так и со структурно-тектоническими. Наклон границы между разными флюидами равен обычно 20—50 футов на милю (6—15 *м* на 1,6 *км*); в некоторых случаях он, однако, измеряется несколькими градусами. Обычно в одной и той же залежи поверхность контакта нефть-газ меньше отклоняется от горизонтального положения, нежели поверхность контакта вода-нефть.

О причинах возникновения наклонных контактов. Существующие объяснения причин возникновения наклонных контактов заслуживают детального рассмотрения ввиду их связи с общей проблемой и способами аккумуляции нефти и газа. Хотя очевидно, что капельки или небольшие массы нефти каким-то образом мигрировали вверх по восстанию и путем концентрации образовали нефтяные залежи, все же трудно представить себе причину, обусловливавшую всплывание мелких частиц нефти вверх по пологим уклонам пластов, а также те причины, под влиянием которых неизмеримо большие массы нефти в залежах распределялись в соответствии с их удельными весами. Наклон поверхности нефте-газового * контакта в некоторых случаях имеет ту же величину, что и региональное падение пород; что же касается наклона поверхности нефте-водяного контакта, то он в большинстве случаев намного круче региональных падений слоев в нефтяных месторождениях. **

Несомненно, в некоторых случаях существование наклонных контактов можно объяснить изменениями в стратиграфии [литологии] коллектора, которые почему-либо не отражены в буровых разрезах. Такое объяснение более вероятно для тех месторождений, где не производится электрокароттажа скважин. Прослойки

---

* В книге имеет место опечатка — напечатано «oil-water contacts». *Ред.*

** Это указание может относиться только к месторождениям на платформах. *Ред.*

глины [shale] в коллекторе, пачки переслаивания сланцев с песчаниками, зоны плотно сцементированных пород и непроницаемые поверхности тектонических нарушений могут разделять коллектор на участки, в каждом из коих уровень краевой воды будет разным; они могут также препятствовать выравниванию поверхности контактов. Однако наклонные контакты встречаются часто и при отсутствии признаков стратиграфических [литологических] отклонений; поэтому приведенное объяснение не всегда является правильным.

Другое возможное объяснение возникновения наклонных контактов заключается в следующем: наклонные границы между флюидами характеризуют те нефтяные залежи, в которых флюиды не успели прийти в равновесие в соответствии с законом тяжести и всплывания. В таких областях, как например район Скалистых гор, где нефтепродуктивные свиты содержат движущиеся артезианские воды, последние можно рассматривать как возможные причины возникновения наклонных контактов, но только там, где течение подземных вод соответствует направлению наклона границы нефть-вода и где гидравлический градиент является достаточно эффективным. Этот вопрос рассматривается ниже в связи с влиянием гидравлических потоков на добычу нефти и газа.

Возникновение наклона поверхности контактов в отдельных случаях можно объяснить следующим образом: первоначально поверхность была горизонтальной; в этот период времени из нефти на границе с водой выделялись непроницаемые продукты, такие как асфальт и смолы, которые запечатали нефть в пласте по краям залежи. После этого, в результате увеличения регионального падения отложений или дальнейшего поднятия антиклинальной складки, с которой связано первичное скопление, поверхность нефте-водяного контакта становится наклонной, а так как нефть запечатана, то выравнивание границы между жидкостями не может иметь места. Примером является месторождение Мак-Лаут (Mc Louth) в Канзасе (197), представляющее собой закрытую антиклиналь. Залежь оконтурена водой, располагающейся вниз по падению слоев. Ниже газоносной зоны находится зона, в которой коллектор содержит асфальт (tar). Поверхность контакта между асфальтом и газом является наклонной в направлении регионального падения отложений; если последние мысленно выровнять, то верхняя и нижняя поверхности асфальтовой залежи окажутся почти горизонтальными.

В районе с залежью нефти и газа, образовавшейся на больших глубинах, но подвергшейся затем экстенсивной эрозии, дополнительная миграция могла не иметь места из-за изменений условий в резервуаре. Глубина залегания нефти и газа после эрозии должна была уменьшиться, что привело к снижению температуры, давления и, в свою очередь, к уменьшению растворимости газа и увеличению вязкости и поверхностного натяжения жидкостей. Могла также увеличиться способность нефти образовывать непроницаемые пленки путем химических реакций. Следовательно, любой наклон границы между флюидами, который мог возникнуть после эрозии, не мог быть компенсирован миграцией [изменен перераспределением флюидов].

Существование наклонных контактов наводит на мысль о возможности наличия незамкнутых резервуаров. Если бы поверхности контактов нефть-газ и газ-нефть повсюду были горизонтальны, все ловушки, содержащие нефть и газ, безусловно, были бы замкнутыми. * Когда граница нефть-вода является наклонной, нефтяные залежи могут находиться в открытых ловушках. В этих случаях нефть можно ожидать на антиклинальных носах, где погружение шарнира складки выполаживается при условии, что падение по оси будет меньше наклона поверхности контакта нефть-вода.

При эксплуатации нефти границы между различными флюидами внутри нефтяного или газового месторождения изменяют свое первоначальное положение и соотношение. (В данном случае речь идет о существовании наклонных контактов до того, как эксплуатация месторождения изменила их положение). Непосредственно в полевых условиях трудно отличить первичные наклоны контактов от нарушений, обусловленных эксплуатацией, однако не может быть сомнения в том, что наклонные контакты, в общем, являются первичными, существующими до начала разработки нефтяных месторождений, а не следствием какого-либо искусственного вмешательства.

В газовых и нефтяных месторождениях с заметным наклоном поверхностей контактов нефть-вода и газ-вода, этот наклон имеет очень важное значение для выявления продуктивных и сухих участков структуры, а поэтому его необходимо принимать во внимание при размещении скважин. В районах, где известны поверхности контактов с наклоном в направлении регионального падения отложений, можно ожидать нефть на незакрытых (незамкнутых) антиклинальных носах и террасах.

Нефть может встречаться в этих незамкнутых структурах в том случае, когда падение коллектора меньше, чем угол наклона границы нефть-вода. Однако даже в тех районах, где нефть встречается в незакрытых структурах, бурение является более рискованным, чем бурение на закрытых структурах. Ясно, что процент продуктивных незакрытых структур гораздо меньше, нежели закрытых (замкнутых).

---

* См. добавление редактора (*Н. В.*) на стр. 110—111.

О роли циркуляции артезианских вод в образовании скоплений нефти и газа

О различных мнениях геологов по этому вопросу. Вопрос о роли движения артезианских вод в аккумуляции нефти и газа является одним из тех немногих вопросов геологии нефти, относительно которых геологи придерживаются самых различных точек зрения. *

Некоторые геологи думают, что подземные водные потоки выполняли очень важную функцию в процессах внутрирезервуарной миграции нефти и газа и их аккумуляции в залежи; другие же считают, что артезианские потоки в продуктивных коллекторах были очень слабыми и не могли оказать влияния на нефте- и газонакопление; там же, где эти потоки были достаточно сильными, как, например, в некоторых толщах, содержащих пресную воду, их воздействие выразилось в том, что они разрушали нефтяные или газовые залежи или же препятствовали их образованию. **

Сущность вопроса. Большинство геологов, независимо от того, признают ли они важность циркуляции артезианских вод в процессе формирования залежей или нет, считают, что нефть и газ обнаруживаются обычно там, где единственным фактором, обусловившим накопление, было всплывание, т. е. что нефть и газ скапливаются обычно в самых высоких частях закрытых антиклиналей и в верхних частях выклинивающихся коллекторов, нефть в которых снизу подпирается водой. На первый взгляд представляется возможным допустить, что процесс нефтенакопления обусловлен всплыванием и что поэтому нет необходимости в какой-либо другой теории. Тем не менее, очень трудно объяснить сам механизм всплывания, в результате которого происходит аккумуляция нефти и газа. Наибольшая трудность состоит в том, что, как показывают экспериментальные данные, капельки нефти и пузырьки газа не проходят через песчаники с такой тонкозернистой структурой и проницаемостью, которыми обладают коллекторы нефти и газа. А так как совершенно очевидно, что скопления нефти и газа образовались из малых масс нефти и

* К сожалению, круг дискуссионных вопросов в нефтяной геологии, особенно теоретических, гораздо больше, чем это представляется автору. Собственно говоря, он сам в большинстве глав своей книги отмечает существование различных толкований многих сторон процесса образования нефти и формирования ее залежей. Поэтому фраза У. Рассела, к которой относится данное примечание, вносит диссонанс в его же собственный текст. *Ред.*

** Такое объяснение, например, было предложено Е. Л. Пештич, Г. М. Сухаревым, Н. Б. Вассоевичем и другими для объяснения отсутствия нефти в караганских и верхнечокракских песчаниках махачкалинской брахиантиклинали. *Ред.*

газа, поднимавшихся вверх по восстанию в самые высокие части коллектора, то этот факт подрывает гравитационную теорию. Те, кто считает, что движение артезианских вод играет важную роль в процессе нефтенакопления, допускают, что артезианские потоки могут продвигать малые частицы нефти и газа через коллекторы к антиклиналям, несмотря на то, что даже силы всплывания не способны выполнить это. Накопление нефти в сводах антиклиналей и в зонах выклинивания коллекторов вверх по восстанию объясняется сторонниками этой точки зрения тем, что как только артезианский поток воды сдвинет частицы нефти с места, так силы всплывания получают возможность продвинуть эти частицы дальше, вплоть до самых возвышенных участков коллекторов.

Часто нефть и газ встречаются в таких геологических условиях, в которых накопление трудно объяснить миграцией под воздействием всплывания. К аккумуляциям такого типа следует отнести нефтяные или газовые залежи, заполняющие песчаные линзы в глинах, а также залежи, встречающиеся в отдельных, изолированных пористых зонах в песчаниках, известняках и доломитах. Некоторые геологи пытались объяснить такие накопления как результат действия потоков артезианских вод, однако им не удавалось внести ясность в вопрос, каким именно образом артезианские потоки могут проникнуть в совершенно изолированные линзы.

Гидравлические градиенты и скорости водных потоков, которые можно ожидать в нефтяных и газовых коллекторах. В вопросе о влиянии движения воды на нефте- и газонакопление многое проясняется при возможно более точном определении гидравлических градиентов и скоростей потоков, которые следует ожидать в коллекторах. Безусловно, нельзя определить точно скорости потоков и гидравлические градиенты, существовавшие в геологическом прошлом, но установить вероятный порядок их и верхние пределы вполне возможно. Два типа потоков можно считать существенными для процесса нефте- и газонакопления: 1) артезианские потоки атмосферной воды, проникающей в коллектор в самых высших точках его развития и выходящей из него в самых низших точках, и 2) потоки, образующиеся за счет воды, выжимаемой из смежных или подстилающих пород в результате их уплотнения; эти воды движутся по коллектору в направлении к поверхности земли.

Общепринятая схема артезианского бассейна предполагает синклинально изогнутый проницаемый резервуар, выходящий на поверхность в двух зонах, превышение [отметка] одной из которых больше превышения другой. Если резервуар имеет хорошую проницаемость по всей площади синклинали, то вода, попадая в резервуар через более высоко расположенные обнажения и вы-

текая из него через более низко расположенные, образует артезианский поток. Средний гидравлический градиент определяется путем деления разницы в превышениях [амплитудах] выходов (обнажений) проводящих пластов на расстояние между выходами. Например, если расстояние между обнажениями [между областью питания и областью разгрузки вод] равно 200 милям (320 *км*), а разница в их превышениях составляет 2000 футов (600 *м*), то средний гидравлический градиент будет приблизительно равен $^1/_{500}$. В тех местах, где коллектор имеет небольшую мощность, плотно сцементирован или является глинистым, гидравлический градиент будет намного больше среднего, но зато на других участках коллектора он будет меньше.

После рассмотрения всех факторов, влияющих на градиент, можно сделать вывод, что в прошлые геологические эпохи в пластах, являющихся в данное время коллекторами нефти и газа, максимальные гидравлические градиенты не превышали $^1/_{500}$. Такой градиент является верхним пределом; однако. это вовсе не означает, что флюиды в газо-нефтеносных коллекторах характеризуются такими же высокими градиентами. При гидравлическом градиенте, равном $^1/_{500}$, вода в коллекторе будет продвигаться, примерно, на 30 *см* за 200 дней (вообще же — в зависимости от проницаемости).

Верхние пределы скоростей водных потоков, образующихся в результате уплотнения, также можно определить, если допустить условия, особенно благоприятные для быстрых потоков. Предполагается, что вода, выжимаемая в коллекторы при уплотнении смежных глинистых пород, стремится занять возвышенные части коллекторов, а оттуда — попасть на поверхность земли. Если коллектор не достигает поверхности, то вода, попадающая в него из смежных глин, может выйти на дневную поверхность только пройдя через покрывающие коллектор глинистые породы. Так как мощность последних является наименьшей над самым поднятым участком развития коллектора, то здесь через него на единицу площади пройдет вверх больше выжатой воды, чем через более опущенные части коллектора; согласно теории это создает поток воды к верхним частям коллектора, а также к вершинам антиклиналей.

По мере отложения осадков над коллектором и увеличения их общего веса усиливается уплотнение глинистых пород, прилегающих к коллектору. Хорошо известно, что уменьшение пористости глин с глубиной происходит сначала быстро, а затем замедляется. Вероятно, аккумуляция нефти и газа не начинается до тех пор, пока над коллектором не сформируется толща осадков мощностью более 2000 футов (300 *м*). При расчетах исходят из следующих условий: мощность пород-коллекторов — 50 футов (15 *м*); пористость их 20%; протяженность коллектора вниз

по падению от пункта, для которого определяется скорость потока, — 50 миль (80 *км*).

Далее предполагается, что глинистая зона, мощностью в 500 футов (150 *м*), вследствие увеличивающейся в течение 10 млн. лет нагрузки в виде отлагающихся сверху отложений, уплотняется на 20%; что вся вода, выжатая в результате уплотнения, попадает в коллектор и что на протяжении 50 миль (80 *км*) (считая по падению слоев) не происходит утечки воды вверх через кровлю коллектора.

Таким образом, вся вода, попадающая в коллектор на протяжении 50 миль (80 *км*) будет протекать через тот пункт, для которого определяется скорость потока. При указанных условиях образующийся поток будет иметь скорость, приблизительно равную 3 дюймам (75 *мм*) в год. Так как принятые условия в общем являются исключительно благоприятными для возникновения быстрых потоков, то следует ожидать, что нормальные скорости флюидов, выжимаемых в результате уплотнения, будут значительно меньше, чем 3 дюйма (75 *мм*) в год.

Другой способ установления максимальной скорости артезианских потоков основан на определении ширины зоны, занимаемой в коллекторе пресной водой вниз по падению от выхода его на поверхность. В проницаемых песчаниках на некотором расстоянии вниз по падению от их обнажений, как правило, располагается пояс пресной воды. Наличие такого пояса вовсе не свидетельствует о том, что пресная вода шла вниз по падению, замещая воду в песчаниках на всем пути к выходам проводящих пластов на противоположном крыле артезианского бассейна, или же на пути к зоне выклинивания песчаника — в том случае, когда этих выходов там не было. Пресная вода могла попадать в песчаник через более высокие обнажения и выходить из того же песчаника через другое, гипсометрически более низкое обнажение на той же стороне артезианского бассейна, создавая таким образом циркуляцию, обусловливающую вымывание соленой воды на некотором расстоянии вниз по падению коллектора. Ширина этого пояса ограничивает масштаб артезианской циркуляции, включая и замещение пресных вод, сохранившихся, вероятно, с того времени, когда выходы проводящих пластов на поверхность оказались примерно в том же положении, которое они занимают теперь. А. У. Мак-Кой и У. Р. Кейт (A. W. Mc Coy and W. R. Keyte) (222) предположив, что ширина пресноводного пояса равна 100 милям (160 *км*) (это, вероятно, превышает среднюю ширину), а протекшее время — 10 млн. лет, подсчитали, что максимальная скорость продвижения вод будет меньше 25 *мм* в год. Они утверждают, что вряд ли поток с такой малой скоростью смог бы преодолеть сопротивление маленьких капелек нефти и увлечь их за собой.

Гидравлическая теория Манна. Теория, согласно которой аккумуляция нефти и газа происходит под влиянием гидравлических потоков, впервые была разработана М. Манном (M. Munn) (238) (239) и Е. У. Шоу, Е. Ф. Лайнзом и М. Манном (E. W. Shaw, E. F. Lines and M. J. Munn) (312). Первоначально гидравлическая теория М. Манна была предложена для объяснения геологических условий нефтеносной площади Сьюикли (Sewickley) в Пенсильвании, где нефть залегает в линзовидных резервуарах в ряде песчаников. М. Манна особенно интересовали залежи в песке Хандрид-Фут, заключенном в мощном песчанике нижнемиссисипского возраста. Этот песчаник так плотно сцементирован, что при проходке его канатным бурением флюиды никак себя не проявляют, но в нем имеются изолированные линзы, или карманы грубозернистого, пористого, проницаемого песка, в котором содержатся нефть и соленая вода. На составленной М. Манном карте нефтяных залежей в песке Хандрид-Фут квадренгла Сьюикли, Пенсильвания (рис. 12-1), видно, что залежи явно тяготеют к осям антиклиналей, хотя на соседних участках имеются скопления нефти в том же песке, не проявляющие подобной тенденции.

М. Манн указал, что скопления нефти в квадренгле Сьюикли нельзя объяснить лишь одним явлением всплывания, в чем, несомненно, согласятся с ним все геологи-нефтяники. Он предположил, что по мере погружения осадки становятся суше и что вода с поверхности проникает в эти сухие породы, увлекает за собой нефть и газ, концентрируя их в пористых линзах возле антиклиналей.

М. Манн считал, что внедрение воды вызвано гидравлическим давлением, связанным с капиллярностью и что гидравлические потоки, проходя через глины, в которых возникли нефть и газ, вытесняли из них эти флюиды в коллекторы.

Еще раньше на роль гидравлических потоков [движения подземных вод] в нефтенакоплении обратил внимание Д. Адамс (G. I. Adams) (1), однако честь создания гидравлической теории аккумуляции нефти и газа принадлежит именно М. Манну. Заслуга М. Манна перед нефтяной геологией состоит в том, что он привлек всеобщее внимание к другим факторам, помимо сил всплывания, которые также, вероятно, оказывали влияние на аккумуляцию нефти и газа. Однако трудно поверить тому, что артезианские потоки, берущие начало на поверхности, могли пройти через глины и плотные песчаники, как это предполагал М. Манн. Хотя плотный песчаник Хандрид-Фут является по своим свойствам неблагоприятным для артезианских потоков, можно все же согласиться с Манном в том, что капиллярные силы сыграли важную роль в образовании скоплений нефти и газа в этой свите.

Гидравлическая гипотеза Рича. Не так давно Д. Рич (J. L. Rich (278) (280) высказал мнение, что нефть может переноситься на большие расстояния потоками [течением] воды, выжимаемой из зон сильно уплотненных пород, расположенных в глубоких геосинклиналях. Д. Рич также считает, что артезианские или гидравлические потоки могут перемещать нефть через глинистые сланцы в линзовидные песчаники. Большинство геологов не согласно с тем, что нефть так просто мигрировала на большие расстояния и что гидравлические потоки могут столь легко перемещать нефть через непроницаемые глины, за исключением, вероятно, тех случаев, когда нефть выжимается из материнских [глинистых] пород. Точка зрения Д. Рича отражает крайние взгляды на данную проблему. Другой крайностью является мнение, поддерживаемое многими геологами, что артезианские потоки не способствуют нефтенакоплению, а, наоборот, играют важную роль в разрушении залежей и предотвращении их образования на участках с активной циркуляцией артезианских вод.

Диастрофическая гипотеза Дейли. М. Дейли (Daly) (74) предположил, что гидравлические потоки, обусловливающие аккумуляцию нефти и газа, могут возникать при образовании складок и разрывов. * Потоки, имеющие важное значение для аккумуляции нефти и газа, представляют собой передвижение воды по отношению к содержащим ее породам. При образовании разрывов и складок огромные блоки пород с содержащимися в них флюидами могут передвигаться на небольшие, а иногда и на значительные расстояния, но происходящее при этом перемещение флюидов не является настоящими гидравлическими потоками, способствующими нефте- и газонакоплению. Единственными потоками, возникающими в процессе сбросо- и складкообразования, которые могли бы повлиять на аккумуляцию нефти и газа, являются потоки, образуемые в результате уплотнения пористых пластов при их деформации. Большая степень уплотнения сильно деформированных [дислоцированных] осадков в сравнении с недеформированными пластами того же возраста указывает на то, что сильная деформация ускоряет уплотнение, хотя до сих пор не вполне ясно относительное влияние такой деформации [обусловливаемой геодинамическим давлением] и глубины погребения [когда усиливается геостатическое давление] на уплотнение пород. Вследствие того, что при более быстром уплотнении пород выжимаемая из них вода образует более сильные потоки, то под влиянием сильной деформации [дислокации] будут возникать более активные гидравлические потоки. Однако

* Предположение, что тектонические движения, обусловливающие уплотнение пород, являются важным фактором миграции флюидов в недрах, было до М. Дейли высказано Л. Мразеком в 1910 г. *Ред.*

мы не располагаем данными о том, что такие потоки создают какой-то особый вид аккумуляции нефти, а большинство нефтяных месторождений США находится в настолько слабо деформированных пластах, что любые потоки, порождаемые деформацией, вряд ли будут оказывать воздействие на нефте- и газонакопление.

Зависимость наклона границ между флюидами от изменения напора артезианских вод. Одно из возможных объяснений существования описанных выше наклонных контактов нефть-вода и газ-вода основывается на существовании в коллекторах активных артезианских потоков. Во всех случаях наклона разделов между флюидами необходимо знать величину того гидравлического градиента, при котором образуется данный угол наклона, так как это, в свою очередь, позволит определить степень крутизны антиклинали, необходимую для сохранения залежи нефти при данном гидравлическом градиенте; если величина последнего известна, то в этом случае полевые данные можно использовать для выяснения, образованы ли наклонные контакты напором вод или какими-либо другими причинами. Если поверхность нефте-водяного контакта в коллекторе первоначально была горизонтальной, то артезианский поток, проходя через коллектор ниже этого контакта обусловит его наклон в сторону своего движения. Равновесие будет достигнуто после того, как угол наклона достигнет величины, при которой всплывание нефти будет уравновешиваться гидравлическим напором.

На рис. 12-5 изображена схема образования наклонного контакта под влиянием артезианского потока [напорных вод]. DE — первоначальный горизонтальный контакт углеводороды-вода, а FG — наклонный контакт с уклоном в направлении артезианского течения. Под влиянием сил всплывания углеводороды H стремятся вернуть контакт к прежнему горизонтальному уровню, но этому препятствует гидравлический градиент или увеличение гидростатического давления на том же уровне справа. Если представить себе две трубы ML и JK, идущие из резервуара к поверхности, то вода будет подниматься по трубе JK до точки Q, а по трубе ML — до точки P. Точка Q выше точки P на расстоянии C, а C/B есть гидравлический градиент. Наклон контакта углеводороды-вода численно равен гидравлическому градиенту, деленному на разность между удельными весами воды и углеводородов; при этом оба наклона выражаются в процентах. Таким образом, если наклон контакта углеводороды-вода равен 50 футов на 1 милю (15 *м* на 1,6 *км*), а разница между удельными весами углеводородов и воды составляет 0,2, то гидравлический градиент будет равняться 10 футов на 1 милю (3 *м* на 1,6 *км*). Если равновесие установилось, то наклон контакта FG таков, что давления в правом углу оказываются сбалансированными. Внутри углеводородной массы H течения отсутствуют. Гидростатическое давление убывает кверху в соответствии с удельными весами обеих жидкостей. Наклон контакта FG должен быть таким, чтобы снижение гидростатического давления кверху в воде точно уравновешивалось возрастанием давления, связанного с горизонтальным гидравлическим градиен-

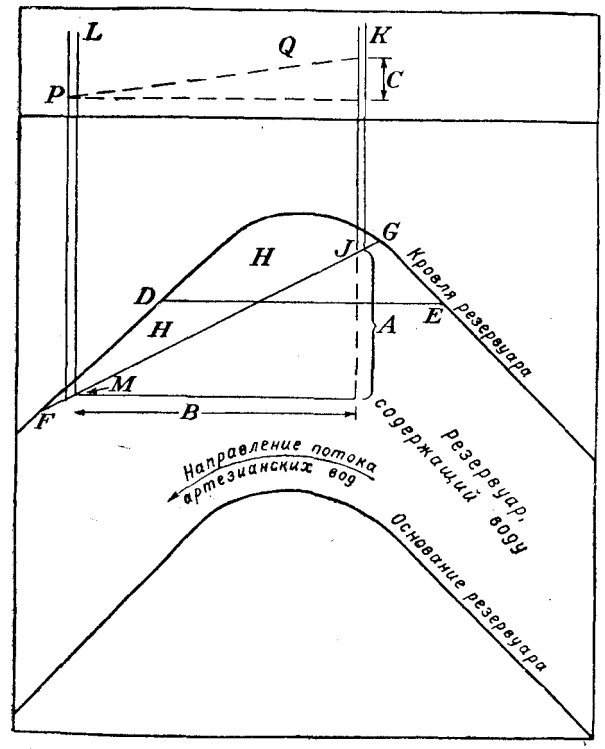


Рис. 12-5. Определение угла наклона поверхности раздела углеводороды-вода. Наклон обусловлен гидравлическим градиентом [напором].

том. Это условие будет осуществляться в том случае, если наклон контакта равен гидравлическому градиенту, деленному на разность удельных весов жидкостей.

Значение присутствия пресных вод на глубине и обычная артезианская циркуляция. Известно, что соленая вода весьма обычна в проницаемых породах на глубине нескольких десятков метров в нефтеносных и газоносных районах. Такое широкое распространение соленой воды в нефтяных и газовых резервуарах указывает на то, что артезианская циркуляция, обусловли-

вающая поступление пресных метеорных [атмосферных] вод, совершается с незначительной скоростью; в противном случае в течение геологического времени соленая вода была бы вытеснена из коллекторов пресной водой. Однако скопления пресной воды наблюдаются на глубинах, значительно превышающих несколько десятков метров. Существование таких скоплений, несомненно, связано с вымывающим действием атмосферных вод; содержание пресной или почти пресной воды в коллекторах можно объяснить также тем, что эта вода находилась в пластах еще до их погребения и сохранилась до настоящего времени, или же еще и тем, что соленая вода была вытеснена из коллекторов еще до их захоронения в результате легкого поднятия или эрозии данного участка. Прежде считали, что пресная вода, обнаруженная в дакотских песчаниках в восточной части Северной и Южной Дакоты на глубинах свыше 1000 футов (300 *м*), проникла туда через выходы песчаников на поверхность в Скалистых горах в результате артезианской циркуляции, существующей в данном бассейне. Однако несколько лет тому назад Рассел (296) указал на возможность объяснения такой картины путем допущения, что линзовидные песчаники отлагались в пресной воде; наклон пластов к востоку и увеличение давления в песчаных линзах в связи с уплотнением пород обусловили фонтанирование скважин и довольно значительный гидравлический градиент. По данным А. Мак-Коя и У. Кейта (222) общее содержание сухого остатка в различных частях бассейна Дакота в районе Скалистых гор определяется следующими цифрами: на расстоянии 20 миль (32 *км*) от выходов пластов на поверхность (от обнажений) на глубинах от 100 до 400 футов (30—120 *м*) содержание остатка колеблется от 300 до 400 *мг/л*; в Солт Крик (Salt Creek) на расстоянии 35 миль (56 *км*) от обнажения оно составляет 5000 *мг/л*; в Пуэбло (Pueblo), на расстоянии 25 миль (40 *км*) от обнажений — 9400 *мг/л*; в Пьерро (Pierre), Южная Дакота —3400 *мг/л*; в западном Канзасе и в западной части Небраски — 8000—18 000 *мг/л*; а в восточной части Северной Дакоты — 2500 — 10 500 *мг/л*; наиболее минерализованные воды при этом встречаются в северо-восточной части штата.

Опираясь на эти данные, А. Мак-Кой и У. Кейт утверждают, что в большей части бассейна Дакота никогда не существовало свободной циркуляции атмосферных вод. Вообще, основываясь на существовании скоплений соленой воды в резервуарах, можно сделать вывод, что любые гидравлические потоки, прошедшие через коллектор, были чрезвычайно слабыми. Наличие же глубинных скоплений пресной воды приводит к мысли, что первоначальная соленая вода была вымыта путем циркуляции артезианских вод; следует, однако, принимать во внимание также и другие точки зрения.

Нефть и газ и соленость сопутствующих им вод. В палеозойских формациях США (за исключением района Скалистых гор) воды нефтяных месторождений характеризуются обычно такой же концентрацией солей как и морская вода, а иногда и во много раз большей. В этих палеозойских породах, содержащих вблизи дневной поверхности, а в некоторых пластах и на большей глубине, почти пресную воду, нефть, как правило, является более вязкой и более тяжелой, чем нормальная; это наводит на мысль о том, что нефть выветривается или химически изменяется опресненными водами. Отсюда вытекает вывод, что пресная вода и любая артезианская циркуляция, приводящая к опреснению, исключительно неблагоприятны для аккумуляции нефти и газа.

В районе Скалистых гор геологические условия совершенно иные. Воды, связанные с нефтяными залежами, характеризуются здесь обычно гораздо меньшей концентрацией солей, чем морская вода. Воды с концентрацией, равной концентрации морской воды, очень редки. Часто встречаются солоноватые воды, а иногда и пресные. Вполне возможно, что слабая соленость некоторых вод объясняется тем, что содержащие эти воды коллекторы отлагались в солоноватой или пресной воде, однако сильно опресненные воды в районе Скалистых гор гораздо чаще встречаются в коллекторах, в которых имеет место артезианская циркуляция. Крофорд (James G. Crawford) (71) считает, что если концентрация воды меньше, чем 1000 *мг/л*, то нефть маловероятна, если концентрация составляет от 1000 до 2000 *мг/л*, то нефть вероятна, если свыше 2000 *мг/л*, то нефть весьма вероятна. Средняя концентрация вод в Монтанской равнине составляет около 4000 *мг/л*.

Вообще, при рассмотрении связи нефти с соленой или солоноватой водой можно прийти к выводу, что сильные артезианские потоки, вымывающие первоначальную соленую воду, или совсем не встречаются в коллекторах или, если они и встречаются, то оказывают отрицательное воздействие на нефте- и газонаполнение. Отсутствие нефти в некоторых, казалось бы, обещающих антиклиналях в Скалистых горах объясняется артезианской циркуляцией, которая, по мнению некоторых геологов, вымыла возможно существовавшие первоначальные скопления нефти или же вообще воспрепятствовала образованию нефтяных залежей. Тем не менее, другие геологи отсутствие нефти в подобных структурах приписывают другим причинам. Ф. М. Ван Тайл, Б. Г. Паркер и У. У. Скитерс (F. M. Van Tuyl, Ben H. Parker and W. W. Skeeters) (370) указывают, что в песчаниках этих бесплодных структур не было обнаружено никаких следов нефти, чего нельзя было бы ожидать в том случае, если бы эти структуры когда-либо содержали нефтяные залежи. Более того, по крайней мере, в некоторых случаях, если не во всех, коллектор-

ные воды в пустых структурах являются опресненными [разбавленными — dilute] не более, чем в продуктивных антиклиналях. Очевидно, существуют какие-то другие причины непродуктивности этих структур, например, отсутствие материнских пород или же преждевременная миграция нефти и газа — до образования ловушек.

Экспериментальные данные о роли движения подземных вод. Об экспериментальных данных, связанных с вопросом влияния гидравлических потоков на нефте- и газонакопление, упоминалось выше. Многочисленные опыты Миллса (R. Van A. Mills) (363) (364) (365) и других показали, что нефтяные скопления в большинстве наиболее типичных ловушек можно воспроизвести [в другом масштабе] в лаборатории. Однако при всех опытах с движущейся водой применялись такие гидравлические градиенты и скорости потоков, которые значительно превышают встречающиеся в естественных условиях. Гидравлические потоки в нефте- и газоносных коллекторах являются чрезвычайно медленными; их максимальная скорость не превышает 1 дюйма (25 *мм*) в год. Ясно, что осуществить опыты по аккумуляции нефти такими медленными потоками очень трудно, а поэтому, вероятно, не предпринималось никаких попыток для того, чтобы определить влияние потоков с данной скоростью на продвижение капелек нефти через песчаники, имеющие такую же среднюю проницаемость, как и нефтепродуктивные коллекторы. Тем не менее, факт прилипания капелек [пленки] нефти к стенкам пор песчаников с такими скоростями гидравлических потоков в них и такими градиентами, которые неизмеримо выше существующих в природных условиях, явно указывает на то, что слабые потоки со скоростью менее, чем 25 *мм* в год, не смогли бы продвинуть капельки нефти и пузырьки газа через обычные песчаные коллекторы при той температуре и концентрации растворенных газов, какие были созданы в лаборатории.

Выводы по вопросу о влиянии гидравлических потоков на нефте- и газонакопление. Все известное относительно роли гидравлических потоков в процессе аккумуляции нефти и газа можно подытожить следующим образом. Многие геологи считают, что гидравлические потоки [движение подземных вод] имеют важное значение для миграции нефти и газа. Основная идея заключается в том, что потоки продвигают малые частицы нефти и газа, которые без этого крепко удерживались бы на месте силами поверхностного натяжения, превышающими силы всплывания. Но приведенные однажды в движение [оторванные от породы] сильными потоками эти малые частицы нефти и газа продвигаются далее под влиянием сил всплывания в закрытые антиклинали и другие гравитационные ловушки. Распределение нефтяных и газовых залежей в антиклиналях подтверждает важность фактора всплывания в процессе нефте- и газонакопления. Геологи, признающие важное значение гидравлической теории, опираются главным образом на данные опытов. Эксперименты показывают, что в лабораторных условиях капельки нефти и газа, находясь только под влиянием сил всплывания, не способны мигрировать через обычные песчаные коллекторы. Под влиянием быстрых и сильных течений при высоких гидравлических градиентах капельки нефти и пузырьки газа могут пройти через эти песчаники, а при выборе правильных условий опыта могут образовываться нефтяные и газовые скопления, в поперечном сечении весьма сходные с естественными залежами.

Многие геологи признают важное значение гидравлической теории, однако в ряде новых работ роль гидравлических потоков в формировании залежей оспаривается. В 1924 г. Е. Паркс (E. M. Parks) (258) отметил, что каждое положение этой теории свидетельствует против способности артезианских потоков благоприятствовать аккумуляции нефти и, наоборот, о их способности оказывать отрицательное воздействие на процесс нефтенакопления. В 1924 г. У. Рассел (290) также указывал, что теория накопления нефти под влиянием гидравлических потоков зиждется на очень слабой экспериментальной основе, так как опыты обычно ставятся при таких скоростях гидравлических потоков, которые в природе не существуют. В 1934 г. А. Мак-Кой и У. Р. Кейт (222) отметили, что гидравлическая теория сталкивается со всеми теми трудностями, с которыми приходится иметь дело гравитационной теории, а также с рядом других.

Так как в основе гидравлической теории лежат экспериментальные данные, то, безусловно, критика этих данных должна иметь большое значение. По-видимому, большинство геологов, признающих важную роль гидравлических потоков в образовании скоплений нефти, основывают свои доводы главным образом на опытных данных, показывающих, что капельки нефти и пузырьки газа будут проходить через коллекторы под влиянием сил всплывания, а также на том, что в лабораторных условиях им удалось получить скопления нефти, сходные с естественными нефтяными залежами. Как будет показано в следующем разделе, в силу некоторых причин можно сделать предположение, что в природных условиях нефть и газ могут мигрировать в коллекторах интенсивнее, чем в лаборатории. А это значит, что капельки нефти и пузырьки газа смогут подниматься вверх по коллекторам в результате лишь одного всплывания; в таком случае необходимость в гидравлической теории [в гидравлических потоках] вообще отпадает. Несомненно, однако, что указанная возможность более свободного передвижения флюидов облегчает проталкивание нефти слабыми и медленными артезианскими потоками. Если бы те условия, которые создаются

в лабораториях, имели место в природе, то, очевидно, сильные потоки, необходимые для передвижения частиц нефти и газа, размыли бы большие скопления нефти или, вернее, помешали бы их образованию, а также воспрепятствовали бы накоплению нефти и газа в тех гравитационных ловушках, в которых они заключены в настоящее время. На основании вышеизложенного можно сделать следующее заключение относительно гравитационной теории: ее экспериментальная основа является неубедительной, а полевые данные, в общем, не подтверждают ее.

О роли явления всплывания в нефте- и газонакоплении

Значение гравитационной и гидравлической теорий. Обычное залегание нефти и газа в закрытых антиклиналях поверх вод, оконтуривающих залежи, наводит на мысль о подъеме углеводородов в верхние части коллекторов вследствие того, что их удельный вес меньше удельного веса воды. Данную теорию можно назвать гравитационной, при этом ее следует четко отличать от антиклинальной теории. Последняя просто говорит о том, что нефть и газ встречаются в антиклиналях гораздо чаще, чем это можно было бы ожидать, если бы нефтяные и газовые залежи распределялись случайно, хаотически, независимо от структурных условий. Ни один геолог-нефтяник не сомневается в достоверности антиклинальной теории, но многие геологи ставят под сомнение тот факт, что гравитационный фактор является наиболее важным в процессе аккумуляции газа и нефти. Большинство геологов, не признающих гравитационную теорию, являются сторонниками гидравлической теории. Влияние капиллярных сил, хотя и признается в некоторых случаях значительным, однако не считается главным, так как оно не объясняет образование скоплений нефти и газа в антиклиналях; современная геологическая мысль ищет объяснение процесса нефтенакопления в гравитационной или гидравлической теориях или в комбинации их обеих.

Изучение геологической литературы показывает, что как гравитационная, так и гидравлическая теории имеют много приверженцев. А. У. Мак-Кой и У. Р. Кейт (222) утверждают, что наибольшее число сторонников имеет гравитационная теория.

Сущность гравитационной теории. Принято считать, что всплывание не играет роли в процессе вытеснения нефти и газа из тонкозернистых материнских пород. После того, как нефть и газ попадут в коллектор (поры которого относительно крупнее, чем поры в материнских породах и, следовательно, влияние поверхностного натяжения слабее, а условия для всплывания лучше), они начинают подвергаться воздействию сил тяжести. Так как трудно представить себе, что нефть и газ в закрытых антиклиналях возникли исключительно внутри них самих [в их пределах], то обычно предполагают, что нефть и газ до концентрации были рассеяны в коллекторах в виде небольших масс, которые поднялись к кровле коллекторов, а затем вдоль кровли мигрировали дальше вверх по восстанию слоев в антиклинали или другие ловушки.

Экспериментальные данные, противоречащие гравитационной теории. Самым большим препятствием к полному признанию гравитационной теории являются эксперименты, показывающие, что капельки нефти и пузырьки газа не всплывают в насыщенном водой песчанике с такой структурой (зернистостью), которая наиболее характерна для природных нефтяных коллекторов. Если нефть и газ не могут всплыть за несколько минут, то они не поднимутся и в течение очень длительного периода времени, если только не изменятся условия. Причина, мешающая всплыванию нефти и газа, заключается в том, что капельки и пузырьки должны при прохождении через поры между ограничивающими их зернами породы деформироваться, вследствие чего общая поверхность капельки или пузырька должна увеличиться. Этому увеличению их поверхности противодействует поверхностное натяжение, и для того, чтобы преодолеть его, потребуются силы, значительно большие, чем сила всплывания. Очевидно, именно эта неэффективность всплывания при лабораторных опытах заставила многих геологов принять гидравлическую теорию. В ней не было бы большой нужды, если бы удалось показать, что в природных условиях капельки нефти и пузырьки газа все же могут всплывать в коллекторах.

Полевые данные. В общем, скопления нефти и газа обнаруживаются в тех ловушках, где их и следует ожидать, если считать всплывание единственным фактором, обусловливающим их аккумуляцию. Например, Ч. Томлинсон (349) утверждает: «Любое промышленное скопление нефти и газа в южной Оклахоме занимает именно то место, которое ему и следовало бы занимать при условии, что различие в удельных весах нефти, газа и воды является единственным фактором, обусловившим миграцию нефти и газа внутри коллекторов». Довольно часто встречаются линзовидные песчаники, в которых нижние части заняты соленой водой, а верхние заполнены нефтью и газом. Эти случаи довольно легко объясняет гравитационная теория, но их трудно понять с позиций гидравлической теории, так как почти или вовсе невозможно объяснить, каким образом быстрые потоки, продвигающие капельки нефти через мелкозернистые песчаники, могут попасть в песчаные линзы, не связанные с основными массами песчаника. Короче говоря, полевые наблюдения, в общем, говорят в пользу гравитационной теории.

Однако есть такие залежи, образование которых вряд ли связано с явлением всплывания. Наклонные контакты нефть-

вода и газ-вода, обнаруженные в ряде месторождений, нельзя объяснить только лишь действием гравитационной миграции. Аккумуляцию нефти и газа, полностью заполняющих песчаные линзы, также, очевидно, нельзя объяснить всплыванием. То же самое можно сказать о пористых линзах в песчаниках, известняках и доломитах, о системах трещин в известняках и других породах в тех случаях, когда указанные коллекторы почти целиком заполнены нефтью или газом. Часто встречаются заполненные нефтью жеоды, пустоты в раковинах и другие изолированные поры; при этом во многих случаях во вмещающих непроницаемых породах нельзя обнаружить какую-либо трещину или отверстие, через которое нефть могла бы попасть в пустоты. Аккумуляция нефти в таких мелких скоплениях также, очевидно, не была обусловлена лишь одним всплыванием. Только что изложенные данные вовсе не опровергают гравитационную теорию вообще; они лишь показывают, что в ряде случаев действовали другие факторы.

На некоторых участках явно антиклинальные скопления нефти и газа залегают в линзовидных коллекторах, например таких как песчаные линзы и локальные пористые зоны в песчаниках, известняках и доломитах. Примерами залежей данного типа являются многие нефтяные зоны в месторождении Гус Крик (Goose Greek) в Техасе (см. рис. 12-12), залегающие в непостоянных песчаниках, хотя эти зоны, по-видимому, приурочены к антиклинали. Вследствие небольшого горизонтального протяжения коллекторов данного типа, трудно представить себе, каким образом нефть под действием всплывания или под влиянием гидравлических потоков могла продвинуться вверх по восстанию. Можно предположить, что нефть, вследствие существования трещин и небольших сбросов, возникших под действием напряжения вблизи антиклинальных перегибов, легко проникла в коллекторы около осей складок или же допустить, что в антиклинальных зонах под влиянием существующих там [повышенных] давлений нефть и газ генерировались в большем количестве.

Характер нефтяных и газовых месторождений песка Клинтон (Clinton) в восточном Огайо подтверждает предположение, что помимо всплывания аккумуляция нефти и газа в складках может обусловливаться другими причинами. Песчаник в этом месторождении лишен воды, имеет ярко выраженную линзовидную форму и не постоянен в своем залегании. Ввиду отсутствия воды и, следовательно, невозможности всплывания нефти и газа вверх по восстанию, можно было бы предположить, что залежи нефти и газа не будут связаны с тектоническими структурами, но У. Л. Рассел (293) обнаружил, что залежи тяготеют к зонам складчатости.

Опыты Эммонса и Тиля. Поскольку невсплывание частиц нефти и газа в насыщенном водой песчанике при проведении опытов в лаборатории является самым сильным аргументом против гравитационной теории, постольку данные в пользу того, что в природных условиях такой процесс может иметь место, значительно упрочили бы положение этой теории. Такие данные получены в результате опытов, поставленных У. Эммонсом (W. H. Emmons) (102) и Д. Тилем (G. A. Thiel) (343). В опыте У. Эммонса стеклянные трубки антиклинальной формы были заполнены песком со смесью нефти, морской воды и легкого газолина. После значительного отрезка времени никакого накопления нефти в «антиклинали» не произошло. Тогда трубка была нагрета так, что газолин превратился в газ, находящийся, очевидно, под некоторым давлением. Через 48 часов газ мигрировал к вершине «антиклинали», нефть заняла промежуточное положение на крыльях «антиклинали», а морская вода оказалась в самых нижних частях резервуара. Те же самые результаты были получены при использовании вместо газолина эфира; так же себя вела углекислота, выделявшаяся при действии кислоты на известняк в трубке. Разделение флюидов имело место в тех случаях, когда выделявшийся газ находился под небольшим давлением.

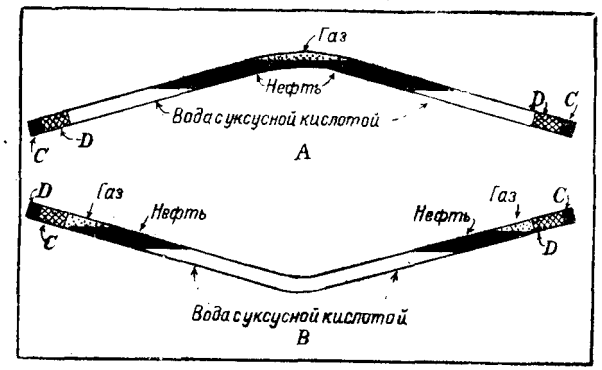


Рис. 12-6. Схема опытов Тиля.

В опытах Д. Тиля стеклянная трубка, диаметром в 25 *мм*, была заполнена раздробленным кварцитом, просеянным через сито в 20 меш (т. е. диаметром отверстий меньше, чем 0,833 *мм*). Кварцит был пропитан нефтью, а трубка наполнена морской водой, подкисленной уксусной кислотой до содержания в $^1/_2$—1%. Схема опытов Д. Тиля дана на рис. 12-6. Плотно притертые пробки на концах трубок обозначены буквой *C*, а части трубки,

заполненные дробленым известняком — буквой *D*. При воздействии уксусной кислоты на известняк выделялся углекислый газ, повышавший давление в трубке. Как и в только что описанном опыте У. Эммонса, присутствие газа вызывало аккумуляцию углеводородов и расслоение нефти, газа и воды в соответствии с их плотностями. Можно было бы думать, что пузырьки газа переносят нефть в виде тонких пленочек или оболочек на своей поверхности. Однако Д. Тиль указывает, что это не имеет места при аккумуляции нефти в положении *B* (см. рис. 12-6), когда трубка имеет синклинальную форму, а нефть и газ скопляются на ее концах, потому что в этих случаях газ должен бы был пройти вниз по падению от концов трубки, где он образовался (*D* на рис. 12-6), в то время как движение нефти происходило прямо в противоположных направлениях.

Эти опыты показывают, что газы, находящиеся под давлением в нефтяных и газовых коллекторах, могут настолько уменьшать вязкость, силу прилипания и поверхностное натяжение частиц нефти, что создаются условия, при которых углеводороды оказываются способными перемещаться в коллекторах путем всплывания. Однако сделать какие-либо положительные выводы на основании данных опытов можно лишь после ряда тщательных проверок.

Миграции нефти и газа путем всплывания, возможно, способствовал переход нефти и газа в раствор, о чем будет говориться ниже [наиболее вероятное объяснение].

Выводы о значении миграции, связанной со всплыванием. Конечные выводы о роли всплывания в процессе нефте- и газонакопления следует отложить до тех пор, пока не будет проведено большое количество опытов, доказывающих, что мельчайшие частицы нефти и газа под воздействием физических условий, существующих в коллекторах во время миграции, способны подниматься в осадках. Для того, чтобы происходило всплывание нефти и газа, очевидно, необходимо присутствие какого-либо агента, который бы уменьшал поверхностное натяжение; то же самое следует сказать и о медленных гидравлических потоках; последние не смогут привести в движение частицы нефти и газа до тех пор, пока не будет преодолено действие сил поверхностного натяжения. Однако если удастся доказать, что нефть и газ поднимаются в коллекторе под действием сил всплывания, то не будет никакой необходимости в гидравлической теории, так как гидравлическая теория разрабатывалась частично для объяснения тех случаев миграции предельно мелких частиц газа и нефти, когда всплывание представлялось неэффективным. Полевые данные, в общем, не противоречат гравитационной теории; но прежде, чем сделать окончательные выводы, нужно получить дальнейшие экспериментальные подтверждения.

Имеющиеся в настоящее время в нашем распоряжении данные не позволяют сделать вполне ясные и четкие выводы относительно миграции нефти и газа. Возможно, что значительное влияние на миграцию нефти и газа оказали факторы, которые до сих пор являются малоизученными или совсем неизвестными. Тем не менее из всего сказанного выше следует, что гравитационная теория встречает меньше трудностей, нежели любая другая теория.

Роль капиллярных явлений и поверхностного натяжения в процессе аккумуляции нефти и газа

Вызываемые явления. Можно сказать, что определенная роль капиллярных явлений в процессах миграции и аккумуляции нефти и газа признается всеми геологами. В этой книге термин «капиллярность» (capillarity) имеет то значение, в котором его употребляют геологи-нефтяники: «капиллярность» охватывает все процессы, связанные с поверхностным натяжением и прилипанием. Экспериментальное изучение в лаборатории капиллярных явлений дало хорошие результаты, как и определение данных о величине поверхностного натяжения для разных жидкостей.* С другой стороны, при определении величины поверхностного натяжения на контактах нефть-вода, вода-газ и газ-нефть в коллекторах обнаружилось много неясного; неполными являются также сведения о характере проявления капиллярных сил в подземных пластах .

В основе капиллярности лежит, конечно, поверхностное натяжение, или стремление поверхностей различных жидкостей сжиматься. Так как при одном и том же объеме шар имеет наименьшую поверхность, чем любое другое трехмерное тело, то в нормальных условиях капельки жидкостей стремятся приобрести шарообразную форму. По этой причине шарообразные капли оказывают сопротивление всякому изменению их формы. Действие капиллярных сил зависит от того, смачивает или нет данная жидкость те твердые тела, в соприкосновении с которыми она находится. Если жидкость смачивает твердое тело, то она под действием сил поверхностного натяжения втягивается в мелкие поры или трубки, в которых может подняться на значительную высоту над уровнем свободной поверхности жидкости (рис. 12-7). Именно так ведет себя вода на контакте с воздухом и большинством твердых веществ, таких как песок, почва, глина и стекло. Если жидкость не смачивает твердого тела, то под влия-

* В русской литературе термин «капиллярность» употребляется в другом смысле — для обозначения с в о й с т в а вещества (тела), способности вызвать капиллярные явления благодаря наличию капиллярных пор. *Ред.*

нием поверхностного натяжения сжатие поверхности жидкости обусловит ее понижение в порах и трубках ниже уровня свободной поверхности (рис. 12-8). Известным примером такого случая является ртуть, соприкасающаяся со стеклом.

В нефтяных и газовых коллекторах наибольшее значение имеют поверхности соприкосновения между нефтью и водой, водой и газом, газом и нефтью; все они, конечно, обнаруживают поверхностное натяжение. Действие капиллярных сил в контакте газ-нефть, вероятно, слабее и менее значительно, чем в контактах

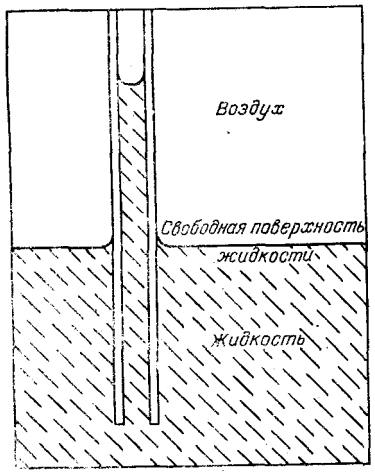


Рис. 12-7. Капиллярный эффект в случае гидрофильного вещества [имеется в виду вещество, из которого сделана трубочка].

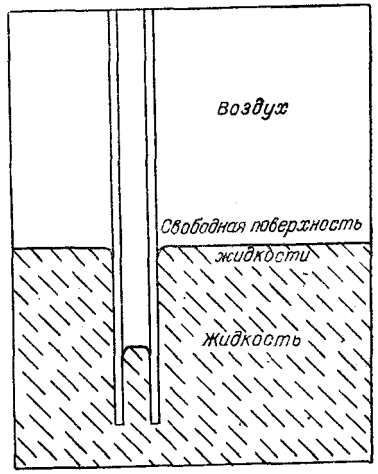


Рис. 12-8. Капиллярный эффект в случае гидрофобного вещества.

нефть-вода и газ-вода. Те твердые вещества, которые смачиваются водой, называются гидрофильными, а те, которые вода не смачивает — гидрофобными. В нефтяных и газовых коллекторах, а также, очевидно, в материнских породах большинство поверхностей являются гидрофильными, но в отдельных случаях важную роль играют гидрофобные поверхности. Однако эти гидрофобные поверхности имеются только лишь в тех породах, которые содержат или содержали нефть. До аккумуляции нефть и газ мигрируют по породам, почти сплошь гидрофильным.

О величинах поверхностного натяжения. По подсчетам А. У. Мак-Коя (221) поверхностное натяжение нефти при 20° С составляет 31,7 *дн/см,* воды — 81 дину и ртути — 540 дин. Разделив на 981, дины можно перевести в граммы. Л. Юрен и А. Эль-Диффрои (L. C. Uren and A. H. El-Diffaiwi) (359) определяют поверхностное натяжение воды на границе с нефтью в 12—19 *дн/см.* Вследствие повышенных температур и наличия растворенного газа в нефтяных и газовых коллекторах, поверхностное натяжение в них меньше тех величин, которые были определены в лаборатории. По данным Д. Каца, Р. Монроэ и Р. Трейнера (D. L. Katz, R. R. Monroe and R. P. Trainer) (181) поверхностное натяжение нефти, содержащей растворенный газ под давлением в 211 *кг/см*^{2} (3000 psi), будет ниже 2—3 *дн/см,* а быть может и ниже 0,1 *дн/см.* Поверхностное натяжение на границе нефть-вода [в недрах] значительно меньше, чем на дневной поверхности, но все же в нефтяных и газовых резервуарах является достаточно эффективным.

Известно, что абсорбция некоторых веществ в малых количествах на поверхностях жидкостей снижает поверхностное натяжение; поэтому присутствие сложных соединений в нефтяных и газовых коллекторах усложняет определение величины поверхностного натяжения. При абсорбции некоторых компонентов нефти зернами песка, их поверхности теряют свою гидрофильность и становятся гидрофобными. Д. Кац (180) указывает, что такое явление имело место в песчаном горизонте Уилкокс в месторождении Оклахома Сити, в результате чего содержание ископаемой воды в песках стало ненормально низким, по-видимому, менее 1%.

Под влиянием поверхностного натяжения внутреннее давление внутри малых капелек и пузырьков флюида увеличивается обратно пропорционально их диаметрам. В силу того, что с возрастанием давления увеличивается растворимость, мельчайшие пузырьки и капельки флюидов стремятся раствориться и присоединиться к более крупным массам. В результате малые частицы флюидов исчезают. Этим объясняется отсутствие в недрах нефтяных эмульсий.

Капиллярные явления. Капиллярные явления заключаются в поднятии или опускании верхней поверхности жидкости, находящейся в малых порах, выше или ниже уровня свободной поверхности жидкости. Отличным примером капиллярности является всасывание воды тонкозернистым песком, глиной или почвой. Там, где вода смачивает песчаные зерна, капиллярные силы вызывают всасывание воды в нефтяной песок. Более легкая жидкость будет подниматься под действием капиллярных сил до тех пор, пока эти капиллярные силы не уравновесятся силами тяжести столба более тяжелой жидкости, располагающегося над свободной поверхностью. Капиллярное поднятие, таким образом, обратно пропорционально разнице в плотности двух жидкостей, диаметру пор и прямо пропорционально поверхностному натяжению на границе между фазами. Капиллярным проникновением можно объяснить наличие ископаемой воды в некоторых нефтя-

ных песках; часть этой воды, однако, может быть и другого происхождения. Капиллярное поднятие соленой воды можно иногда проследить по кривым сопротивления на электрокаротажных диаграммах, хотя на ход этих кривых влияют и другие причины. Если бы поры коллектора имели одинаковый средний диаметр, то процентное содержание ископаемой воды в зоне капиллярного поднятия уменьшалось бы постепенно кверху, однако изменения в структуре коллекторов и присутствие в них тонких непроницаемых пропластков препятствуют определению зоны капиллярного поднятия на электрокаротажных разрезах. Чем меньше зерна и слабее проницаемость коллекторов, тем большее содержание в них поровой воды.

Капиллярное поднятие нефти в газоносных песках меньше, чем капиллярное поднятие воды в нефтяных песках, так как поверхностное натяжение на контакте нефть-газ в большинстве коллекторов меньше и так как разница удельных весов нефти и газа больше разницы удельных весов нефти и воды. В каких соотношениях находятся в коллекторах нефть и ископаемая вода — не совсем ясно. Нефтеносные песчаники обычно имеют коричневатый оттенок, который им придает адсорбированная нефть, и никакими растворителями нефти этот оттенок уничтожить не удается. * Все еще не установлено, контактирует ли нефть непосредственно с поверхностью зерен осадка, или между нефтью и этой поверхностью находится тонкая пленка адсорбированной воды. Если верно последнее, то нефть, будучи способной слегка растворяться в воде, может медленно диффундировать через пленку адсорбированной воды. При проведении в лаборатории опытов, связанных с капиллярностью, необходимо учитывать угол смачивания (наступления), представляющий собой угол между поверхностью твердого тела и раздельной поверхностью между двумя жидкостями. Для контакта вода-нефть угол смачивания равен нулю, если твердая поверхность покрыта тонкой пленкой адсорбированной воды. Пленка эта, очевидно, присутствует всегда, за исключением тех случаев, когда поверхность зерен в песке становится гидрофобной в результате прилипания к ней нефти. Такие условия, вероятно, существуют в материнских породах и в коллекторах после накопления в них нефти. Предполагается, что внутренние поверхности в проницаемых пластах, через которые мигрирует нефть, аккумулирующаяся в ловушках, являются гидрофильными и влажными.

Капиллярные силы проявляются в порах, диаметр которых составляет от 0.5 до 0,0002 *мм*. Ч. Уошберн (377) утверждает, что максимальное капиллярное давление на глубине 100 *м* составляет 15 *атм*; с глубиной оно понижается. Средние диаметры зерен большинства нефтеносных песчаников равны 0,1—0,2 *мм*, а по данным В. Иллинга (V. G. Illing) (170) средние диаметры пор в алевритах и глинистых сланцах равны 0,01—0,0001 *мм*. Капиллярные силы в нефтяных и газовых коллекторах способны создавать лишь незначительные давления.

* Конечно, это указание автора можно принять лишь как гиперболическое. *Ред.*

Результаты опытов по изучению капиллярных явлений. Опыты по изучению капиллярных соотношений нефти и газа проводились целым рядом исследователей, включая В. Иллинга (170), А. Мак-Коя (219), (220), Д. Джонстона и Л. Адамса (J. Johnstone and L. H. Adams) (175), Ч. Уошберна (377) и У. Рассела (290). Результаты последних экспериментов показывают, что если тонкозернистый пропитанный нефтью песчаник контактирует с грубозернистым песчаником, пропитанным водой, то нефть под действием капиллярных сил переходит из тонкозернистого песчаника в грубозернистый. Получаемые в лаборатории капиллярные давления являются незначительными; предположение же, что в природе нефть вытесняется вниз из мелкозернистого песчаника на значительное расстояние, приходится отвергнуть, так как этому процессу препятствуют силы всплывания. Там, где насыщенный нефтью песчаник или единичные капельки нефти окружены [контактируют с] песчаником с аналогичной структурой (зернистостью), капиллярные силы не способны продвигать нефть. Капиллярные явления могут служить причиной движения жидкости только в случае контакта двух пород с разной величиной зерна и при условии, что мелкозернистая порода почти полностью насыщена нефтью. Таким образом, изолированные капельки нефти в материнской породе не могут быть приведены в движение только лишь капиллярными силами. Это положение иллюстрируется на рис. 12-9. Тонкозернистый песок содержит нефтенасыщенные участки *A*, *B* и *C*. Нефть в *A*, находясь в контакте с крупнозернистым песчаником *E*, переходит в него под действием капиллярных сил; в то же время последние не способны продвинуть нефть в насыщенные части *B* и *C*, так как последние окружены песчаником с такой же тонкозернистой структурой.

Так как в основе капиллярных явлений лежит стремление жидкости к уменьшению своей поверхности, то капиллярность будет обеспечивать передвижение жидкости до тех пор, пока ее поверхность является возможно меньшей; при нарушении этого условия капиллярные силы противодействуют дальнейшему движению. Так, если нефть в насыщенном нефтью песчанике действительно смачивает поверхности зерен, то передвижение границы нефть-вода в порах под влиянием капиллярных сил будет продолжаться до тех пор, пока эта граница не достигнет высшей поверхности пропитанного нефтью коллектора; после этого при

отсутствии других агентов, могущих обусловить дальнейшее движение, оно должно прекратиться. Очевидно, такие факторы существуют, так как капиллярное движение на этой стадии не заканчивается, а продолжается до тех пор, пока не обводнится насыщенный нефтью песчаник. Вероятно, или пленка воды адсорбируется на поверхности пор, или же она с увлажненных поверхностей растекается по поверхностям, смоченным нефтью, вытесняя при этом последнюю.

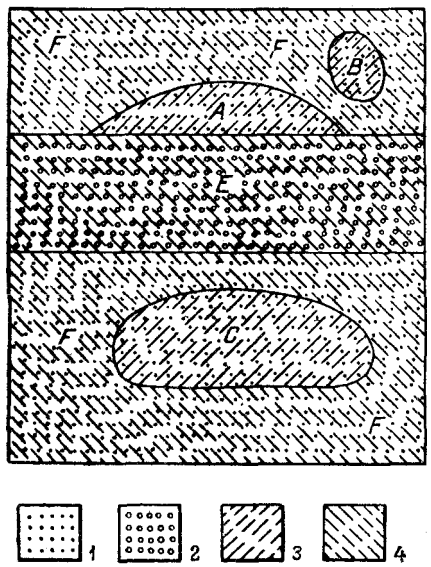


Рис. 12-9. Схема, иллюстрирующая соотношения между нефтью и водой, при которых возможна миграция нефти, вызываемая капиллярными силами.

1 — тонкозернистый песок; *2* — крупнозернистый песок; *3* — песок с нефтью; *4* — песок с водой.

Действие капиллярных сил и поверхностного натяжения в условиях нефтяной залежи. Капиллярные силы могут влиять на распределение нефти, газа и воды в коллекторе при условии, что коллектор в разных своих частях неоднороден и характеризуется различной зернистостью. Нефтеносный песчаник, изображенный на рис. 12-10, состоит из трех зон: крупнозернистой, мелкозернистой и очень тонкозернистой. Линия *EFGHIL* обозначает контакт нефть-вода. Капиллярные силы поднимают уровень контакта нефть-вода в очень тонкозернистой породе выше, чем в крупнозернистой, на расстояние *B*, а в мелкозернистой зоне — на расстояние *A*. Современные данные наводят на мысль, что расстояния *A* и *B* будут довольно значительными, вероятно, в несколько футов [1 фут = 0,305 *м*].

Другое проявление капиллярных сил показано на рис. 12-11. Через открытый сброс или трещину *ML* нефть поступала в пропитанный водой песчаник, в основном, тонкозернистый, но содержащий грубозернистый прослой. Нефть в первую очередь проникает в этот грубозернистый прослой, так как встречает там меньшее сопротивление. Поэтому в нефтеносных свитах, где грубозернистые пласты чередуются с мелкозернистыми, нефть встречается в грубозернистых, а вода в мелкозернистых пластах. Вообще, в силу капиллярных явлений нефть стремится занять крупные поры; а вода более мелкие.

Вероятно, способность глин и глинистых сланцев запечатывать нефть на миллионы лет, частично объясняется проявлением капиллярных сил. Силы поверхностного натяжения закрывают для нефти и газа доступ в мелкие поры глин и сланцев даже в том случае, когда они являются вполне проницаемыми для воды.

О скоплениях нефти и газа, контролируемых капиллярными явлениями. Если капиллярность понимать в широком смысле,

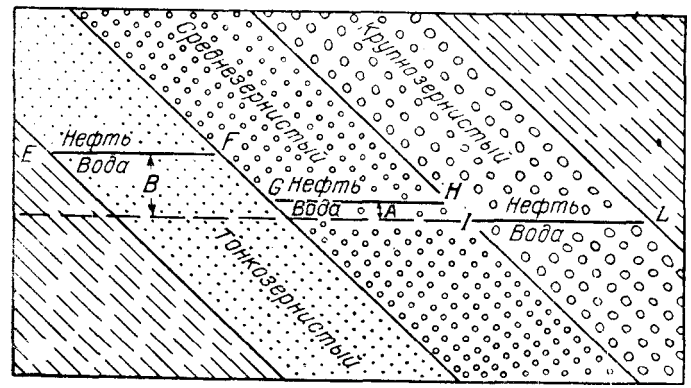


Рис. 12-10. Влияние капиллярного эффекта при различном размере зерен на уровень нефте-водяного контакта.

т. е. как соединенные усилия поверхностного натяжения и сил сцепления при смачивании (адгезии), то с ней можно связывать целый ряд скоплений нефти и газа. Вообще, капиллярный эффект привлекается для объяснения образования залежей в том случае, когда аккумуляцию нельзя объяснить влиянием сил всплывания и когда нефть и газ встречаются в крупнозернистых пластах, окруженных исключительно мелкозернистыми. Описанные Манном залежи нефти в пористых линзах песчаника Хандрид-Фут, в Сьюикли квадренгл носят, по крайней мере, частично капиллярный характер, так как нефть встречается вместе с водой в крупнопористых зонах, окруженных мелкозернистым плотным песчаником. Другим примером являются песчаные линзы, залегающие в непроницаемых глинах, и целиком или почти целиком заполненные нефтью. Образование залежей нефти в жеодах и других полностью изолированных пустотах также лучше всего объясняется действием капиллярных сил. Как поясняется ниже, одним из проявлений капиллярных [молекулярных] сил может быть также диффузия молекул нефти и газа в растворе.

О давлениях, необходимых для проталкивания частиц нефти и газа через водоносный песчаник. Определение давлений, необ-

ходимых для проталкивания капелек нефти и пузырьков газа через насыщенный водой песчаник, имеет важное значение, так как явление такой миграции связано с гравитационной и гидравлической гипотезами аккумуляции нефти и газа. Принято считать, что частицы нефти и пузырьки газа имеют такие же размеры, как и заключающие их поры. Передвижение больших объемов нефти и газа происходило бы гораздо легче; существует,

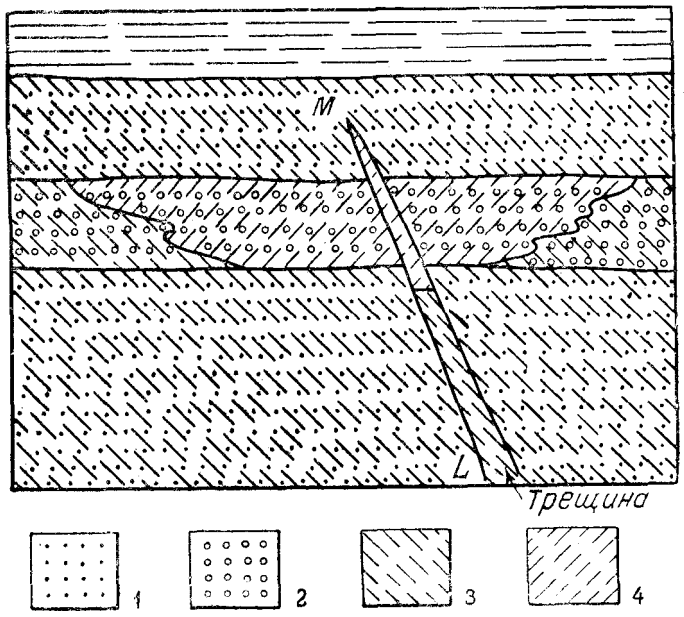


Рис. 12-11. Схема, иллюстрирующая проникновение нефти в крупнозернистый песок под влиянием капиллярных сил.

1 — тонкозернистый песок; *2* — крупнозернистый песок; *3* — вода; *4* — нефть.

однако, причина, заставляющая думать, что при передвижении на значительные расстояния под воздействием гидравлических потоков большие массы нефти будут разбиваться на меньшие.

Для того, чтобы протолкнуть капельку нефти или пузырек газа, находящийся в состоянии покоя в порах, через пережимы между порами [узкие участки пор], необходимо проделать некоторую работу на преодоление сопротивления, оказываемого силами поверхностного натяжения увеличению поверхности капелек. Это увеличение поверхности вызывается изменением формы капелек при прохождении их через узкие отверстия. По данным Ф. М. Ван Тайла, Б. Паркера и У. У. Скитерса (370) давление, необходимое для проталкивания капельки нефти или пузырька

газа диаметром в 1 *мм* через суженные участки между порами, составляет 0,006 *атм*, если поверхность капелек при этом удваивается, а поверхностное натяжение равно 50 *дн/см*. Для того, чтобы на противоположных сторонах капельки создать давление, отличное от 0,006 *атм*, потребуется, очевидно, напорный градиент, измеряемый по меньшей мере 0,001 *атм* на 1 *мм*. Следовательно, гидравлический градиент будет равен примерно 12, что в 1000 раз превышает величину гидравлического градиента в недрах. По-видимому, на глубине поверхностное натяжение значительно меньше, чем на поверхности Земли, вследствие чего частицам нефти и газа значительно легче передвигаться под влиянием гидравлических потоков, а также путем всплывания.

Выводы по вопросу о влиянии капиллярных явлений на аккумуляцию нефти и газа. Капиллярные явления, по-видимому, в значительной степени обусловливают переход нефти и газа из мелких пор в более крупные, а также препятствуют движению нефти и газа через мелкие поры. Возможно, миграция нефти и газа из материнских пород в коллекторы осуществляется за счет капиллярных сил и диффузии через раствор. По-видимому, капиллярный эффект слабо влияет на концентрацию нефти и газа в антиклиналях и в проницаемых коллекторах, выклинивающихся вверх по восстанию. Установлено, что как только нефть и газ попадают в коллекторы, роль капиллярных явлений в их миграции и аккумуляции становится весьма незначительной. Однако там, где нефть и газ заключены в пространственно ограниченные пористо-проницаемые зоны, капиллярные силы могут играть важную роль в миграции нефти и газа в коллектор из соседних относительно менее проницаемых тонкозернистых пород.

О миграции нефти и газа в растворенном в воде состоянии

Возможность миграции нефти и газа в растворенном в воде состоянии почти никем не рассматривалась, хотя этот вопрос в 1903 г. ставился на обсуждение Адамсом (1). Согласно данным П. Наттинга (P. G. Nutting) (253), растворимость нефти в воде составляет примерно 0,02%. Это примерно в 10 раз больше, чем растворимость кальцита, и в 10 раз меньше, чем растворимость ангидрита. П. Наттинг также утверждал, что если налить нефть поверх слоя воды в несколько миллиметров толщиной, покрывающую пласт чистого песка, то через несколько дней капельки нефти будут обнаружены под слоем воды на поверхности песка, причем нефть в этих капельках по цвету и составу будет такой же, как нефть, которая была налита сверху. В данном случае, по-видимому, капельки нефти достигли поверхности песка только лишь путем диффузии через раствор. *

* К этому сообщению необходимо относиться критически. *Ред.*

Геологам хорошо известны грандиозные явления, обусловленные растворением известняков, а так как последние менее растворимы в воде, чем нефть, то можно ожидать, что растворение газа и нефти в воде также должно приводить к явлениям геологического масштаба. Некоторые неясные моменты в процессе миграции нефти можно объяснить заметным увеличением растворимости нефти в воде при повышении температуры или растворении в воде больших количеств газа. Опытами Тиля и Эммонса установлено, что растворение больших объемов газов значительно способствует миграции нефти; однако неясно, происходит ли миграция в результате растворения или под влиянием снижения поверхностного натяжения.

Растворимость всех природных газов в воде при атмосферном давлении составляет несколько процентов; растворимость природных газов, как и всех других газов, пропорциональна давлению и обратно пропорциональна температуре.

Существует несколько условий, при которых миграция нефти и газа в растворенном виде может быть эффективной. За миллионы лет огромные массы нефти могли бы мигрировать путем диффузии лишь на несколько метров или десятков метров. Это имеет особо важное значение при объяснении миграции нефти из материнских пород и через очень мелкие поры. Миграция в виде раствора из очень мелких пор в более крупные поры обусловливается тем, что жидкость в очень мелких каплях подвергается большему внутреннему давлению, чем в крупных каплях. Отсюда, если растворимость нефти и газа повышается под давлением, то они в мелких капельках будут стремиться перейти в растворенное состояние, а затем — выделяться из раствора и скапливаться в крупных порах. Если на поверхностях крупных пор имеются какие-либо гидрофобные * вещества, то нефть и газ будут стремиться концентрироваться на них. Так как молекулы нефти и газа в растворе легче молекул воды, то они будут стремиться двигаться вверх, в верхние части коллектора. Этот процесс будет отличаться от диффузии и, вероятно, сможет привести к перемещению нефти и газа на большие расстояния. Возможно, что таким образом нефть и газ мигрируют из нижних частей коллектора в верхние: углеводороды растворяются в нижних частях и выделяются из раствора в верхних.

Для того, чтобы ясно представлять себе роль растворения в процессе нефте- и газонакопления, необходимо дальнейшее изучение этого вопроса. Большая потребность ощущается в экспериментальных данных о влиянии растворенных газов на растворимость нефти в воде и о характере миграции нефти в присутствии больших объемов растворенных газов. В настоящее время выяс-

* По-видимому, в книге допущена опечатка (сказано — hydrophilic). *Ред.*

нилось, что перемещение [нефти и газа] в растворенном состоянии следует учитывать как возможный фактор миграции и аккумуляции нефти и газа, главным образом, при продвижении углеводородов через очень мелкие поры.

О влиянии миграции на свойства нефти

Давно известно, что темные, тяжелые и, вообще, нежелательные компоненты нефти можно отфильтровать, пропустив нефть через тонкозернистый осадок, например через фуллерову землю. На основании того, что легкую нефть можно получить из тяжелой путем ее диффузии через фуллерову землю, возникло предположение об образовании легких нефтей при фильтрации первоначально тяжелых нефтей через глины. Д. Джилпин и О. Бранский (J. E. Gilpin and O. E. Bransky) (121) утверждают, что когда под влиянием капиллярных сил начинается диффузия нефти через фуллерову землю, то самые легкие масла диффундируют дальше всего, а тяжелые компоненты почти остаются на месте. Уошберн (378) считает, что изменение нефти под влиянием фильтрации может быть существенным только лишь в месте ее образования; в дальнейшем средний удельный вес всей нефти в целом может уменьшиться [увеличиться в единицах API] при ее прохождении через фуллерову землю; попав же в коллекторы, нефть не сможет продвигаться через глинистые сланцы (если исключить миграцию через них по разломам и трещинам).

В связи с этим важно не забывать, что в лаборатории фуллерова земля и другие аналогичные вещества, через которые фильтровалась нефть, были сухими, в то время как в естественных условиях породы, через которые происходит фильтрация, насыщены водой. Прохождение нефти через поры весьма тонкозернистых и насыщенных водой пород будет встречать сопротивление со стороны капиллярных сил, и даже если нефти все-таки удается пройти через такие породы, то все же, по-видимому, она будет отделяться пленками воды от поверхности пор. В подобных условиях адсорбция тяжелых фракций нефти, разумеется, будет протекать иначе, чем в лаборатории. Тем не менее, известно, что тяжелые фракции адсорбируются на поверхности нефтяных песков; вполне возможно, что они смогли диффундировать в растворенном виде через тонкие пленки воды на поверхностях зерен и адсорбироваться, несмотря на присутствие воды. Наиболее эффективным данный процесс будет в материнских породах, через которые она, естественно, должна как-то пройти, прежде чем попасть в коллектор.

Непосредственные данные об образовании очень легких нефтей путем фильтрации тяжелых полностью являются лабораторными. В природе, безусловно, имеется много количественно огра-

ниченных скоплений легких нефтей, однако это никоим образом не говорит за то, что они образовались в процессе фильтрации. Вполне возможно, что легкие нефти возникли из особого исходного материала; это предположение не следует упускать из виду. * Нефти из известняков и доломитов в среднем содержат больше серы, чем нефти из песчаников; первые немного тяжелее последних. Вероятно, большинство первичных нефтей, обнаруженных в настоящее время в песчаниках, образовалось в глинах [shales], большая часть нефти в известняках, образовалась в известняках же. Поэтому возможно, что большее содержание серы в нефти из известняков объясняется тем, что они были менее способны удалять серу из нефти. Тем не менее, серная [сульфатная] вода гораздо чаще встречается в известняках и доломитах, чем в песчаниках, и сера, содержащаяся в нефтях из известняков, скорее всего образовалась в результате реакций с сульфатными или сульфидными [H_2S] водами.

Полевые данные о влиянии миграции на качество нефти указывают, что по мере миграции нефть становится тяжелее и более сернистой. При миграции через крупные поры коллекторов эффект адсорбции тяжелых компонентов нефти уступает место химическим реакциям с сульфатами, сероводородом и кислородом, содержащимися в коллекторах.

Иногда можно легко установить характер изменений в свойствах нефти, происходящих по мере ее удаления от материнских пород. По данным Р. Пака (R. W. Pack) (256) и Е. Паркса (E. M. Parks) (258), нефть в месторождении Сансет Мидуэй становится тяжелей по мере удаления от своего источника [материнских пород] и приближения к поверхности земли, а на большом расстоянии от источника превращается в смолу [асфальт]. Такое возрастание удельного веса нефти вызвано ее реакциями со встречными водами, особенно с поверхностными.

На прибрежном участке Боливар (Bolivar) на восточной стороне озера Маракайбо (Maracaibo) в Венецуэле нефть в пластах миоцена пришла, как это принято считать главным образом из пластов, залегающих ниже основания миоцена; она тяжелее нефти, залегающей в домиоценовых осадках, претерпевшей, очевидно, меньшую миграцию. В указанных выше случаях нефть становилась тяжелее, очевидно, потому, что на своем пути она вступала во взаимодействие с водами, содержащими сульфаты или кислород, заимствованный с поверхности. Мы не располагаем данными о том, становится ли нефть легче или тяжелее при миграции вверх по восстанию по коллекторам, содержащим соленую воду без сульфатов.

* Такое объяснение наименее правдоподобно. *Ред.*

О вертикальной миграции

Полевые данные заставляют думать, что расстояние, на которое может происходить вертикальная миграция нефти, определяется в основном, стратиграфическими * и структурно-тектоническими условиями. Наиболее достоверными являются данные о вертикальной и горизонтальной миграции нефти, полученные в результате тщательных наблюдений Комитета по исследованиям при Геологическом Обществе в Тулсе (277).

Там, где осадки относительно не нарушены и где между коллекторами залегают глины, как это имеет место в большинстве нефтяных месторождений США к востоку от района Скалистых гор, вертикальная миграция была ограничена и, по-видимому, не превышала 100 футов (30 *м*). Там же, где отложения сильно нарушены, особенно если они представлены известняками, доломитами или другими породами, также легко поддающимися разломам и нередко трещиноватыми, вертикальная миграция, по всей вероятности, была более экстенсивной и могла достигать несколько сотен метров. Действительно, если трещиноватые пласты не будут перекрыты более мягкими и пластичными породами, такими, например, как глинистые породы, то нефть будет подниматься по трещинам и уходить на поверхность Земли. Выходы нефти и газа, обнаруживаемые над нефтяными залежами в антиклиналях, также подтверждают существование вертикальной миграции. В относительно ненарушенных отложениях центральной и восточной частей США глины являются хорошими покрышками, препятствующими вертикальной миграции. Наблюдения Комитета по исследованиям при Геологическом Обществе в Тулсе свидетельствуют о том, что каждому типу нефти обычно свойственна своя довольно узкая стратиграфическая зона, а следовательно и очень ограниченная миграция. Вертикальная миграция нефти и газа, как правило, направлена скорее кверху, чем книзу, частично вследствие явления всплывания, а частично благодаря тому, что флюиды, выжатые из пород при их уплотнении, поднимаются обычно вверх. Рис. 9-13 иллюстрирует случай миграции вверх в несогласно залегающие на материнских отложениях слои.

О миграции, параллельной напластованию

Расстояния, на которые мигрируют нефть и газ параллельно пластам, также, вероятно, весьма различны. Самая незначительная миграция, несомненно, имеет место там, где нефть или газ

* Автор очень широко понимает термин «стратиграфические условия», включая в него и то, что у нас больше принято выделять в категорию литологических условий. См. стр. 10. *Ред.*

находятся в песчаных линзах, полностью окруженных глинами. В этих случаях глины являются, по-видимому, материнскими породами для нефти и газа, и латеральная миграция может составлять всего лишь несколько десятков метров. Там, где залежи нефти в закрытых антиклиналях или в коллекторах, выклинивающихся вверх по восстанию, оконтуриваются соленой водой, миграция, очевидно, шла вверх к местам, в которых сейчас находятся залежи. Длина пути, пройденного нефтью и газом при миграции, зависит, в основном, от расстояния, на котором сохраняются падение и проницаемость коллекторов. Если это расстояние равно 10—20 милям (15—30 *км*), то, по-видимому, нефть и газ мигрировали на такое же расстояние вверх по восстанию пластов. Миграция, однако, может прекратиться раньше или вследствие непостоянства коллектора, или же вследствие синклинального изгибания слоев.

Хотя многие нефтяные и газовые коллекторы через каждые несколько километров прерываются вследствие стратиграфических [и литологических] изменений, известны, однако, случаи, когда коллекторы являются в высшей степени постоянными. Коллектор, продуцирующий газ в месторождениях Панхендл и Хьюготон в Техасе, Оклахоме и Канзасе, тянется, по-видимому, непрерывно на расстоянии в 300 миль (480 *км*) между восточным краем гор Уичита (Wichita) в Оклахоме и северной оконечностью газового месторождения Хьюготон в Канзасе, хотя нельзя сказать, что этот горизонт проницаемых пород на всем своем протяжении совершенно постоянен. Как показывает рис. 9-18, длина площади сплошной продуктивности в месторождении Панхендл-Хьюготон достигает примерно 250 миль (400 *км*). В исключительно выдержанных коллекторах данного типа миграция нефти и газа может быть весьма экстенсивной.

Песок Бартлсвилл в северо-восточной части Оклахомы (см. рис. 9-19 и 9-20) является, по-видимому, достаточно постоянным, чтобы допустить миграцию на значительные расстояния, такие как 20—40 миль (30—60 *км*). Менее постоянными являются пески свиты Честер (Chester), показанные на геологическом разрезе на рис. 26-1; в данном случае и расстояния, на которые мигрировали нефть и газ, меньше (в среднем, вероятно, от 1,5 до 15 *км*).

Рис. 12-12, взятый из работы Х. Майнора (H. E. Minor) (235), довольно хорошо иллюстрирует условия нефте- и газонакопления в отчетливо линзовидных песчаниках. Нефтепродуктивные песчаные линзы чередуются с непродуктивными; не совсем ясно, почему нефть мигрировала в одни из них и не попала в другие. Основываясь на разрезе, можно высказать мысль, что ловушки, в которые мигрировала нефть, являются исключительно стратиграфическими; очевидно, однако, что суть дела не в этом. Все

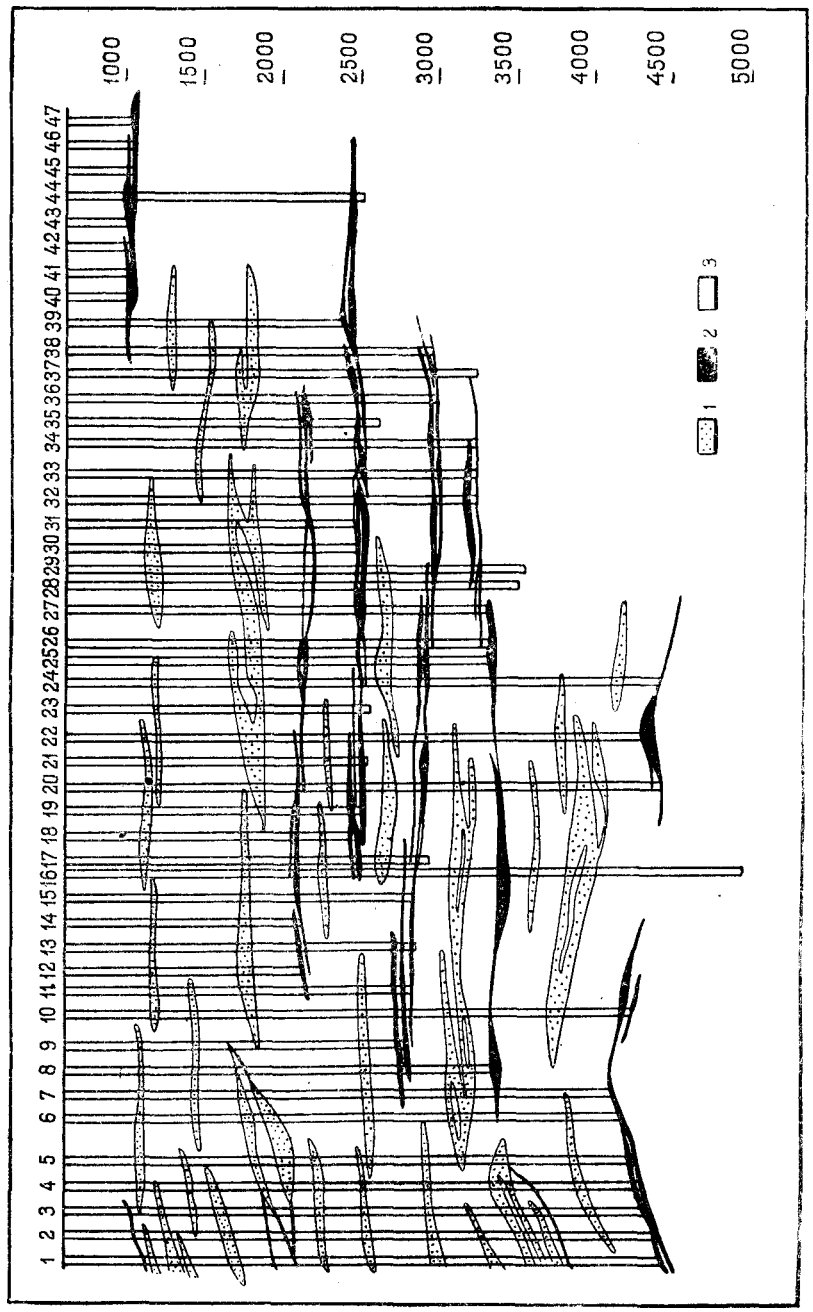


Рис. 12-12. Разрез месторождения Гус Крик в округе Харрис, Техас. (По Minor, A. A. P. G.).
1 — песок; *2* — нефтеносный песок; *3* — гумбо (плотная глина без примеси песка).

месторождение в целом приурочено к большому структурному поднятию, располагающемуся, вероятно, над погребенным на глубине соляным куполом. Общее расположение нефтяных залежей, по-видимому, определяется существованием этого структурного поднятия, так как вне его те же самые отложения, как правило, являются непродуктивными. Неясно только, почему в антиклиналях нефть накапливается в локализованных [непостоянных] коллекторах; казалось бы, что в этих случаях латеральная миграция невозможна.

Соотношение между положением нефтяных и газовых залежей и положением осевой зоны геосинклиналей или дном крупных структурных бассейнов [синеклиз] может дать некоторое представление о расстоянии, на которое мигрировали нефть и газ или, по крайней мере, о размерах дренируемой площади [области питания], которая необходима для аккумуляции нефти и газа в промышленных количествах. Если предположить, что нефть и газ способны мигрировать в ловушки на большие расстояния, то следует ожидать, что структуры по краям синклинальных бассейнов будут более продуктивными, чем структуры в центральной части депрессий. Однако во многих случаях структуры, примыкающие к оси синклинальных прогибов, так же продуктивны, как и структуры, удаленные от нее. С другой стороны, довольно убедительным фактом в пользу возможности экстенсивной миграции является отчетливое тяготение нефтяных и газовых залежей к осям региональных поднятий; примером может служить антиклиналь ЛаСалль (LaSalle) в восточном Иллинойсе. Можно с уверенностью сказать, что в целом ряде случаев параллельная пластам миграция нефти и газа ограничивается несколькими километрами; в некоторых случаях, однако, не исключена возможность передвижения нефти и газа на значительно большие расстояния.

О времени нефте- и газонакопления

Данные о возрасте ловушек. Для многих нефтяных и газовых залежей удается с достаточной точностью установить время образования ловушек. Это время, безусловно, указывает на возможный наиболее древний возраст залежи, так как аккумуляция нефти и газа не могла произойти до тех пор, пока образование ловушки не достигло той стадии, на которой ловушка уже смогла удерживать мигрирующие углеводороды. Если ловушка возникла в результате несогласного залегания слоев и находится под несогласием, то залежь не может быть древнее пластов, лежащих непосредственно выше перерыва.

В закрытых антиклиналях время деформации [дислокации] определяется возрастом самых молодых пластов, участвовавших в образовании складок, и самых древних пластов, залегающих

поверх несогласия. В этом случае определяется, конечно, лишь время позднейшей складчатости, а не время начала образования складок. Так как максимальный возможный возраст залежи определяется не временем завершения формирования складок, а тем временем, когда впервые возник антиклинальный перегиб пластов-коллекторов, то желательно найти метод, который позволил бы определить время начала образования складок. В случае крутых складок можно путем сравнения между собой углов падения более молодых и более древних слоев установить, образовывались ли складки в одну фазу или же в течение длительного времени. В районах с пологой складчатостью наилучшие сведения по этому вопросу можно получить путем сопоставления карт изопахит. О времени образования самых ранних складок можно судить по возрасту самых древних свит, уменьшающих свою мощность к своду антиклинали. Принято считать, что при образовании антиклинальных складок в продолжение нескольких геологических эпох положение осевых линий не менялось. Не исключена возможность, что в некоторых случаях рост складок полностью прекращался на длительное геологическое время с тем, чтобы в последующем снова возобновиться. При игнорировании этих положений можно получить неверное представление о возрасте складок. Те же самые принципы могут быть положены в основу определения возраста структурных ловушек, возникающих у разрывов. О времени образования дизъюнктивных нарушений можно судить по их затуханию кверху.

В качестве примера сформировавшейся поздно залежи А. Леворсен (207) приводит купол Кеттлмэн Хиллс (Kettleman Hills) в Калифорнии. В этом месторождении миоценовые отложения, к которым приурочены коллекторы, не были деформированы [дислоцированы] до плейстоцена [антропогена]. Часть нефти в Оклахоме и Канзасе (например, месторождение Оклахома Сити) залегает в ордовикских слоях там, где они несогласно покрыты пенсильванскими. Ясно, что в данном случае нефть начала накапливаться лишь после наступления пенсильванского периода. Ч .Томлинсон (Charles W. Tomlinson) (350) описывает нефтяную залежь Билбоу (Bilbo), округ Маршалл, Оклахома, в пенсильванском песчанике, срезанном несогласием в основании нижнемеловых отложений. Образование этой залежи является, безусловно, более поздним, нежели время отложения нижнемеловых пород, хотя образование почти всех складок происходило в предшествующие периоды — пенсильванский и пермский.

Один из замечательных случаев аккумуляции нефти, имевшей место значительно позднее отложения коллекторов, установлен в миссисипских и пенсильванских слоях, в районе Скалистых гор. Здесь нефтяные залежи связаны с антиклиналями, возникшими в третичный период; данных, которые указывали бы на су-

ществование закрытых структурных ловушек до третичного периода, в большинстве случаев не имеется. Однако по мнению Т. Гаррисона (T. H. Harrison) (142), антиклиналь Грас Крик существовала еще в век Тенслип (пенсильванский период), и продолжала формироваться в течение века Эмбар (пермский период) и в послепермское время. Возможно, что образование и других антиклиналей в районе Скалистых гор началось в палеозойское время, хотя, как утверждает Х. Дьюрист (H. F. Duriest) (97), данные, подтверждающие это предположение, отсутствуют. Ясно, во всяком случае, что формирование основных складок относится к третичному периоду, гораздо более позднему, чем образование коллекторов; установить существование складчатости палеозойского времени удалось бы только с помощью экстенсивного разбуривания структур.

Данные в пользу ранней аккумуляции. Не так легко доказать, что накопление нефти и газа произошло вскоре после отложения тех пластов, в которых они теперь находятся — соответствующие данные интерпретируются по-разному. В некоторых случаях наличие в одном и том же районе продуктивных ловушек более раннего происхождения и пустых антиклиналей, сформировавшихся позднее, наводит на мысль о раннем этапе аккумуляции нефти и газа. Основанием для такого предположения служит тот факт, что более поздние ловушки являются сухими; следовательно аккумуляция происходила до их возникновения. В качестве примера ранней миграции нефти приводились месторождения Ван (Van), Ист Тэксис, Оплика (Opelika) и Келси (Kelsey) (209), (222) в восточном Техасе. Ловушки Ван и Ист Тэксис существовали в остинское (Austin) время (верхнемеловой период), а образование антиклинали Келси началось лишь в уилкокский век (Wilcox, эоцен). Верхнемеловой песок Вудбайн обеспечивает богатую добычу нефти в месторождениях Ист Тэксис и Ван. Из нижнемеловых пластов нефть и газ добываются в антиклинали Оплика, где песок Вудбайн содержит соленую воду. В антиклинали Келси, по-видимому, меловые коллекторы являются сухими. Ф. Рассел (Philip G. Russell) (289) считает, что образование антиклинали Оплика происходило в течение нижнемелового периода, и ко времени Остин амплитуда поднятия горизонта Вудбайн составляла 80 футов (24 *м*). Это подтверждается тем, что из всех ловушек, связанных с горизонтом Вудбайн, существовавших ко времени Остин, три были заполнены нефтью; тот же горизонт Вудбайн в ловушке, которая не существовала до века Уилкокс, является пустым.

Описанную картину можно объяснить, если предположить, что или нефть мигрировала в песок Вудбайн в верхнемеловое время, или имела место неравномерность в распределении нефтематеринских пород. Тот факт, что песок Вудбайн в антиклинали

Оплика, несмотря на существование здесь ловушек раннего происхождения, не содержит нефти, подтверждает гипотезу о неравномерном развитии нефтематеринских пород и предположение, что отсутствие нефти в даном случае связано с отсутствием здесь нефтематеринских пород. Прежде, чем сделать какой-либо окончательный вывод, необходимо предварительно изучить целый ряд случаев. *

Другим признаком ранней аккумуляции нефти и газа можно считать концентрацию их залежей в пользующихся большим распространением проницаемых отложениях, там, где последние выклиниваются вверх по восстанию; примером может служить песок Кромвель в Оклахоме, песок Вудбайн в Восточном Техасе, трентонский известняк и клинтонский песок в Огайо, и песок Орискани в Пенсильвании. Эти зоны выклинивания были описаны А. Леворсеном (206). В некоторых случаях скопления нефти в таких участках выклинивания вверх по восстанию, вероятно, образовались в результате экстенсивной [обширной] миграции нефти и газа.

Существование таких залежей ничего не говорит о времени аккумуляции, за исключением лишь того, что она имела место позже образования ловушек. Однако следует учесть, что кромвельский песок не содержит нефть в нескольких антиклиналях, расположенных ниже по падению от зоны выклинивания, в которой он продуктивен. Эти факты можно объяснить двояко. С одной стороны можно допустить, что нефть и газ мигрировали вверх по восстанию коллектора еще до образования антиклинальных ловушек; последние являются пустыми потому, что образовались слишком поздно; с другой стороны возможно предположение, что изменения в продуктивности коллекторов связаны с изменениями, претерпеваемыми материнскими породами.

Во время отложения песков Кромвель, Орискани и Клинтон область питания бассейна материалом для осадков находилась, в основном, на юго-востоке. Вообще, в области распространения этих песчаников сопутствующие им отложения являются континентальными на юго-востоке и морскими — на северо-западе. Относительно слабая нефтепродуктивность на юго-востоке может быть объяснена тем, что здесь отсутствуют морские отложения, обладающие более хорошими нефтематеринскими свойствами. Наличие обширных нефтяных залежей в плиоценовых слоях явно указывает на то, что аккумуляция нефти и газа произошла вскоре после отложения пластов, содержащих скопления этих флюидов, вскоре — с геологической точки зрения (с плиоцена протек сравнительно небольшой период времени).

* Приведенные автором доводы в пользу гипотезы о влиянии неравномерности в распределении материнских пород на распределение нефтяных залежей в пределах одного района нельзя признать вескими. *Ред.*

Определение времени нефте- и газонакопления по выходам нефти и газа. Выходы нефти и газа вблизи или из самих обнажений коллекторов, содержащих нефть и газ вниз по падению, указывают на то, что миграция их еще продолжается. Выясняя возраст продуктивных пластов, из которых высачивается нефть, и время их деформации [дислокации], можно получить данные относительно времени миграции нефти в подземных условиях. Не все выходы нефти и газа на дневной поверхности могут указывать на время аккумуляции нефти, так как некоторые из них, очевидно, связаны с разрушением, благодаря эрозии существовавших ранее нефтяных и газовых залежей.

Выходы нефти и газа неизмеримо чаще наблюдаются в третичных, чем в палеозойских отложениях, и это подтверждает предположение, что нефть и газ мигрируют вскоре после отложения заключающих их пластов.* Тем не менее, высачивания нефти и газа, хотя и редко, но все же бывают приурочены к палеозойским породам.

Нефтяные залежи в палеозойских отложениях обычно встречаются в слабо деформированных [дислоцированных] пластах, а в кайнозойских породах они связаны с сильно деформированными пластами. Так как высачивания нефти и выходы газа больше связаны с деформацией пластов [с тектоникой], чем с их возрастом, то лучше всего сравнить выходы нефти и газа из слабо деформированных палеозойских слоев с выходами из столь же слабо деформированных кайнозойских отложений, например таких, как отложения, развитые на побережье Мексиканского залива (Голфкост). В кайнозойских слоях этой области высачивания нефти не являются многочисленными, за исключением тех участков, где пласты являются сильно деформированными, что имеет место у соляных куполов. В общем, судя по высачиваниям нефти, можно думать, что нефть мигрирует вскоре после деформации вмещающих ее пластов или вскоре после глубокого их захоронения.

Заключение о времени миграции нефти и газа. Имеются определенные доказательства, что в некоторых месторождениях нефть и газ не мигрировали в течение 100 млн. лет, истекших со времени отложения заключающих их осадков. В других месторождениях удается установить, что миграция произошла примерно через 10 млн. лет после отложения нефтесодержащих пластов. Имеется много данных, свидетельствующих, что нефть и газ мигрируют вскоре после сильно выраженной деформации [дислокации] отложений или что миграция протекает во время очень глубокого погребения пород.

* В данном случае понятие «вскоре» (soon) является весьма растяжимым. *Ред.*

Так как время миграции нефти в ловушки в неразведанных структурах точно не известно, то наиболее перспективной в соответствии с современными данными должна быть самая древняя ловушка. Таким образом, ловушка, формировавшаяся практически одновременно с заключающими ее осадками, вероятно, будет наиболее перспективной в смысле нефтепродуктивности. Однако было бы неразумно отказываться от разведки структуры только лишь потому, что она образовалась геологически позднее или спустя долгий период времени после отложения перспективного горизонта. Во многих случаях невозможно установить, основываясь только лишь на данных, собранных на поверхности, что образование (рост) антиклинали длилось в течение нескольких геологических периодов. Так, в районе Скалистых гор нефтепродуктивность миссисипских, пенсильванских и пермских отложений, собранных в складки в третичный период, ясно указывает на необоснованность утверждений о бесперспективности складок вследствие их позднего образования. Если бы строго придерживались этой точки зрения, то многие наиболее продуктивные нефтяные залежи в США не были бы открыты до сих пор.

Выводы о причинах миграции нефти и газа

Мнения геологов в отношении того, что является доминирующим фактором в миграции нефти и газа — гидравлические потоки [движение подземных вод] или просто всплывание этих флюидов, расходятся. Поэтому в настоящее время не представляется возможным сделать какие-либо выводы по данному вопросу, которые бы удовлетворили всех. Выделение нефти и газа из материнских пород и их подъем вверх по коллекторам — вот два основных момента рассматриваемой проблемы. Эмиграцию нефти и газа из весьма тонкозернистых материнских пород, вероятно, можно объяснить выжиманием флюидов в результате уплотнения пород и диффузией через раствор.

Одно из двух — или малые частицы нефти и газа должны в глубоко погребенных коллекторах мигрировать гораздо легче, чем при опытах в лабораторных условиях, или же нефть должна концентрироваться в коллекторах в очень большие массы, что облегчает ее миграцию. Экспериментальные данные показывают, что нефть, насыщенная растворенным в ней под давлением газом, продвигается в мелкозернистых песках быстрее, чем при атмосферном давлении. Если насыщенность газом или какой-либо другой фактор снижают поверхностное натяжение и адгезию (прилипание) нефти настолько, что она приобретает способность быстро проходить через мелкие поры, то становятся более эффективными в отношении воздействия на миграцию нефти и гидрав-

лические потоки, и силы всплывания. Подсчеты показывают, что в нефте- и газопродуктивных формациях максимально возможная скорость гидравлических потоков является исключительно малой — она не превышает 1 дюйма (25 *мм*) в год. При решении вопроса о главном факторе, обусловливающем миграцию нефти и газа вверх по восстанию, приходится делать выбор между этими слабыми потоками и всплыванием.

Мнение о том, что капиллярный эффект и поверхностное натяжение могут перемещать нефть и газ из мелких пор в более крупные и что под их влиянием нефть мигрирует в более крупные поры, очевидно, разделяется всеми. Капиллярные силы, по всей вероятности, не могут обусловить миграцию нефти на сколько-нибудь значительные расстояния. В связи с этим высказывается предположение, что капиллярным силам и силам поверхностного натяжения приходит на помощь диффузия нефти и газа в растворе. Некоторые особенности нефте- и газонакопления, как например, существование наклонных поверхностей раздела между флюидами, трудно объяснить на основании любой из существующих теорий. Для решения этой проблемы необходимы дальнейшие экспериментальные исследования.

Глава 13

НАЧАЛЬНЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ МЕТАМОРФИЗМ ПОРОД И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОСТЬ

В данной главе автор употребляет термин «regional alteration» в том смысле, в каком у наших геологов-угольщиков и геологов-нефтяников применяется термин «региональный метаморфизм». Слово «alteration» имеет довольно широкий смысл и в американских работах нередко используется для обозначения того круга явлений, который в нашей и зарубежной литературе именуется эпигенезом и противопоставляется сингенезу. Эпигенез охватывает все вторичные изменения пород, независимо от их природы, в том числе и те, которые вызваны процессами гипергенеза. В последнее время в нашей литературе появилось новое, более узкое понимание термина «эпигенез» — для обозначения *определенной стадии литогенеза,* промежуточной между диагенезом и собственно метаморфизмом,* хотя именно для этой стадии А. Е. Ферсманом еще в 1922 г. был предложен особый термин — катагенез. К сожалению, он не получил пока должного распространения, и только поэтому пришлось воздержаться от перевода слова «alteration» как «катагенез», хотя по сути дела У. Рассел говорит все время именно о явлениях катагенеза, а не метаморфизма (в более узком, геологическом смысле термина). На стр. 296 он ставит знак равенства между терминами «regional alteration» и «incipient metamorphism» («начальный метаморфизм»), а на стр. 303 сам приводит различие между «alteration» и «true metamorphism», т. е. собственно метаморфизмом. Все это позволило нам перевести первый из перечисленных терминов в заглавии данной главы как *начальный* региональный метаморфизм (в смысле катагенеза). В тексте же, краткости ради, слово «начальный» часто опускалось.

Введение

Теория углеродного коэффициента является, бесспорно, одним из важнейших обобщений в геологии нефти. Эта теория может быть использована скорее для региональных выводов, чем для местных — она позволяет оценивать большие площади (по своим размерам приблизительно равные округам), с точки зрения их благонадежности или неблагонадежности в отношении нефтеносности; что же касается выбора определенного места

---

* Использование старого термина для обозначения нового, более узкого понятия, вносит в литературу путаницу. Большинство советских геологов, а также западноевропейских, продолжает применять термин в его прежнем смысле (см. Геологический словарь, изд. ВСЕГЕИ, т. II, 1956), противопоставляя «эпигенез» (эпигенетический) «сингенезу» (сингенетическому). *Ред.*

для заложения скважин на перспективных площадях, то здесь теория оказывается бесполезной. Особенно большую ценность теория углеродного коэффициента приобретает на ранних этапах разведки района до того, как в нем началось экстенсивное [на большой площади] бурение. Теория теряет всякую ценность после открытия на участке нефтяных или газовых месторождений, так как присутствие нефти само по себе является наиболее убедительным доказательством того, что региональный метаморфизм является благоприятным. Вследствие того, что большинство геологов-нефтяников работает в районах, где залежи нефти и газа уже обнаружены, многие из них очень редко обращаются к теории углеродного коэффициента.

Эта теория подверглась строгой критике, и некоторые геологи считают ее в корне ошибочной. Вполне возможно, что теорию следует в некоторой степени усовершенствовать с тем, чтобы она не отставала от новых данных, имеющих к ней отношение, и не противоречила им.

Впервые теория углеродного коэффициента была предложена Г. Роджерсом (H. D. Rogers) (285) в 1863 г. Однако его работа была забыта геологами, и в 1915 г. теория вновь была выдвинута Д. Уайтом (David White) (385), который в то время ничего не знал о предшествующей работе Г. Роджерса. В своих трудах Д. Уайт (386; 387) обогатил теорию новыми данными, а потому он вполне заслуженно считается ее основоположником.

Влияние регионального метаморфизма на углеродный коэффициент

Общеизвестно, что осадки по мере их погребения непрерывно изменяются под воздействием высоких давлений и температуры, и в конце концов превращаются в метаморфические породы. Естественно, что этот переход осадков от первоначального состояния к метаморфическим породам не является внезапным, а происходит постепенно в течение длительного периода времени, и район, в котором метаморфические породы возникли из осадков, по меньшей мере с одной стороны, будет ограничен зоной развития пород, являющихся переходными между первоначальными неизмененными осадками и метаморфическими породами. Такие отложения, претерпевшие региональное изменение [«alteration»] или начальный метаморфизм [катагенез], встречаются довольно часто; по сравнению с первоначальными осадками эти пласты являются более твердыми, обладают меньшей пористостью и большей плотностью, а имеющееся в них органическое вещество содержит меньше летучих веществ. Установлено, что в нефтеносных районах, где относительно малоизмененные осадки в каком-либо определенном направлении сменяются породами

все более и более метаморфизованными [подвергшимися все большему катагенному изменению], вплоть до того, что в конце концов они становятся собственно метаморфическими, там между поясом метаморфических пород и поясом относительно малоизмененных осадочных пород существует промежуточная зона, лишенная нефти. Лучшим примером такой картины является область Аппалачей.

Указанные соотношения наводят на мысль, что незначительный региональный метаморфизм [катагенез], слишком слабый для превращения пород в метаморфические, воспрепятствовал формированию нефтяных и газовых залежей и что для выделения районов, весьма неблагоприятных в отношении нефте-газоносности, необходимы методы, позволяющие судить о степени регионального метаморфизма. Таким наиболее точным и дешевым методом определения степени регионального метаморфизма является метод определения углеродного коэффициента ископаемых углей. Существуют и другие методы определения (измерения) степени начального метаморфизма и, возможно, что в будущем, после их разработки, ими и будут пользоваться; в настоящее же время широко применяется только углеродный коэффициент. При всех других методах необходимы поездки в поле для сбора геологических материалов и лабораторные исследования собранных образцов; сведения же об углеродном коэффициенте углей можно просто взять из имеющейся литературы. При этом может быть получена более ясная картина, чем в случае применения любого другого метода.

Теория углеродного коэффициента

Об определении углеродного коэффициента. Вычисление углеродного коэффициента производится следующим образом: количество связанного углерода в угле (по данным технических анализов) делится на сумму фиксированного углерода [т. е. углерода, входящего в состав нелетучих компонентов] и летучих, а полученный результат умножается на 100. Конечный итог равен содержанию связанного углерода, выраженному в процентах от беззольного (но не безводного) вещества угля, часто приводимому в анализах углей. Углеродные коэффициенты углей варьируют от 20% для низкосортных углей до 95% для антрацитов. Значения углеродного коэффициента углей, вычисленные по данным единичных анализов углей или как средние по нескольким анализам, наносятся на карту, и через точки равных углеродных коэффициентов проводятся линии. Эти линии называются изокарбами. Сводные карты, называемые картами углеродных коэффициентов или картами изокарб, используются для определения степени регионального метаморфизма и оценки перспектив нефтеносности.

Описание типов углей. Основой теории углеродного коэффициента является положение, что прогнозы в отношении нефтеносности связаны с качеством углей. Различные типы углей имеют соответственно разные углеродные коэффициенты; и иногда зная лишь тип углей, распространенных в данном районе, можно определить приближенно степень начального регионального метаморфизма [катагенеза]. Различные виды углей были описаны Д. Уайтом и Р. Тиссеном (D. White and R. Thiessen) (384), а также Д. В. Льюисом (J. Volney Lewis) (208). По возрастанию степени метаморфизма и величины углеродного коэффициента угли подразделяются на лигниты, суббитуминозные, битуминозные, полубитуминозные и антрациты.

В тексте везде сохранены употребляемые автором американские наименования типов (сортов) ископаемых углей (полубитуминозные, битуминозные, суббитуминозные и другие). Эти названия широко применяются в США, но мало известны у нас. Поэтому целесообразно привести здесь американскую классификацию и сопоставить ее с хорошо известной классификацией ископаемых углей Донбасса.

Американская классификация ископаемых углей		Классификация углей Донбасса		
Классы	Содержание летучих веществ, в %	Классы	Марка	Содержание летучих веществ в %
Антрацит	до 10	Антрацит	А	2—8
Полуантрацит . .	от 10 до 12	Тощий уголь . .	Т	7—17
Полубитуминозные угли . . .	15—25	Паровичный спекающийся . . .	ПС	12—18
Битуминозные со средним содержанием летучих	25—34	Коксовый уголь	К	18—26
Битуминозные с высоким содержанием летучих	от 32—42	Паровичный жирный уголь . . .	ПЖ	26—35
Суббитуминозные угли	32—38 (приблизительно)	Газовый уголь . .	Г	35—44
Лигниты	25—30 (приблизительно)	Длиннопламенные угли	Д	более 42
Кэннельские угли	35—70 (приблизительно)			

Эти обычные типы углей отличаются друг от друга содержанием влаги, величиной углеродного коэффициента, цветом, удельным весом и другими физическими свойствами, характером горения и внешним видом. Лигнит встречается в районах с весьма слабым региональным метаморфизмом [катагенезом] пород при неглубоком их залегании или в слабо дислоцированных районах. Лигниты имеют коричневую окраску, крошатся при высыхании, содержат от 30 до 55% воды и имеют плотность около 1,20. Суббитуминозный уголь — блестяще-черного цвета, крошится при высыхании, содержит от 12 до 30% влаги. Лигниты и суббитуминозные угли залегают в отложениях, еще не столь метаморфизованных, чтобы быть нефте-газоносными (независимо от значений углеродного коэффициента). Битуминозные угли обладают черным цветом, не крошатся и не дают пыли при высыхании; удельный вес их более 1,3, а влажность составляет от 3 до 12%.

В лигнитах и суббитуминозных углях содержание влажности является показателем степени регионального метаморфизма, но, начиная с битуминозных углей, о степени метаморфизма лучше всего судить по величине углеродного коэффициента. Антрацитовый уголь — твердый, обладает раковистым изломом и металлическим блеском, горит коротким синеватым пламенем и не дает дыма. Обычно удельный вес варьирует от 1,3 до 1,7, а углеродный коэффициент равен примерно 90%. Полубитуминозный уголь является промежуточным типом между битуминозным и антрацитом. Антрацит указывает на очень высокую степень начального регионального метаморфизма и, как правило, в области, где встречаются залежи антрацита, не может быть промышленных залежей нефти или газа.

Обычные битуминозные угли образуются в болотах и состоят в основном из древесного материала. С другой стороны, кэннельские угли, отложившиеся в озерах, содержат мало древесного материала, а состоят, главным образом, из такого растительного материала, как споры, пыльца и остатки водных растений. Кэннельские угли лишены блеска, обладают раковистым изломом и горят ярким пламенем. Содержание фиксированного углерода в кэннельских углях на 5—20% ниже, чем в битуминозных углях, и поэтому их не следует использовать для определения углеродного коэффициента.

Принципиальные положения теории углеродного коэффициента. В своей первой работе о теории углеродного коэффициента Д. Уайт изложил ряд принципов, составляющих основу теории; с тех пор, однако, теория пополнилась новыми положениями. Принципы, лежащие в основе теории, являются более или менее независимыми друг от друга, и если бы какой-либо из них был полностью отвергнут, то другие нисколько не пострадали бы от этого. Наиболее практически ценное положение этой теории заключается в том, что нефть редко или совсем не обнаруживается там, где углеродный коэффициент превышает определенную величину. Другие положения этой теории говорят о том, что средний удельный вес первичных нефтей находится в обратной зависимости от величины углеродного коэффициента; что газовые залежи приурочены к площадям с более высоким значением углеродного коэффициента, чем залежи нефти, и что при бурении

в районах с очень высоким углеродным коэффициентом в породах встречается очень мало воды или она вовсе отсутствует.

Зависимость удельного веса нефтей от величины углеродного коэффициента. В своей первой работе по данному вопросу Д. Уайт обратил особое внимание на приуроченность легких нефтей к отложениям с более высокими значениями углеродного коэффициента, а в более поздней работе (387) он указал, что при наложении карты изменения удельного веса нефтей на карту разных значений углеродного коэффициента тяжелые нефти оказываются расположенными на площади с низкими значениями коэффициента, а легкие нефти — на площадях с высокими его значениями. Д. Бартон (D. C. Barton) (21) отмечает постепенный переход к нефтям парафинового основания (следовательно, к легким) по мере перехода к более древним отложениям, хотя разница в свойствах нефтей, залегающих в меловых и ордовикских отложениях, очень незначительна. С другой стороны, К. Доббин (C. E. Dobbin) (88) указывает, что удельный вес нефтей в области Скалистых гор не имеет никакого отношения к степени регионального метаморфизма или к значениям углеродного коэффициента.

Влияние начального регионального метаморфизма на относительное распределение залежей нефти и залежей газа. В Аппалачской области отчетливо вырисовываются три пояса, идущие параллельно изокарбам — пояс нефтяных залежей, пояс газовых скоплений и пояс, лишенный и нефти и газа. Это иллюстрируется рис. 13-1, взятым из работы О. Постли (Olive C. Postley) (261). Площадь к северо-востоку от изокарбы 60% почти целиком располагается между изокарбами 55 и 60%; практически, к ней приурочены почти все нефтяные залежи. Юго-восточная граница этого пояса нефтяных месторождений проходит, в основном, северо-западнее изокарбы 60%. За весьма немногими исключениями, весь газ добывается из зоны, заключенной между изокарбами 60% и 70%. В тех частях района, где величина углеродного коэффициента превышает 70%, добычи нефти и газа не производится. Следует обратить внимание, что пояса нефтяных и газовых месторождений протягиваются с северо-запада на юго-восток в соответствии с направлением изокарб. Такие отношения убедительно доказывают, что газ приурочен к площадям с более высокими значениями углеродного коэффициента; этот вывод был введен Д. Уайтом, М. Л. Фуллером и другими в теорию как одно из ее положений. Особенно ярко проявляется отмеченная закономерность в области Аппалачей, в восточной Оклахоме и Арканзасе. Однако насколько известно, такая картина наблюдается не везде.

На основании расположения газовых месторождений в области Аппалачей авторы первых работ об углеродном коэффи-

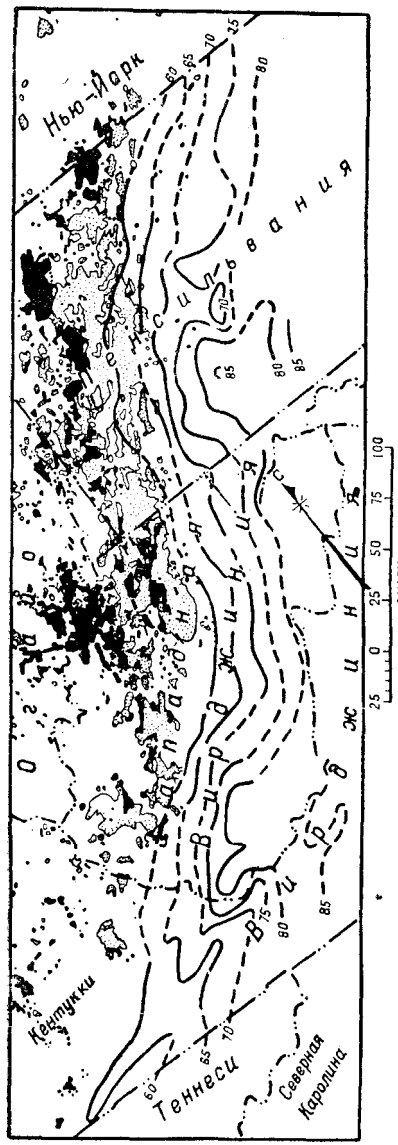


Рис. 13-1. Карта нефтяных и газовых месторождений Аппалачской области с изокарбами. Сплошными черными пятнами отмечены нефтепродуктивные площади; точками — газопродуктивные площади. (По Postley, A. A. P. G.)

1 — нефтяные месторождения; *2* — газовые месторождения.

циенте делали вывод, что наиболее крупные газовые месторождения следует искать на площадях с высокими значениями углеродного коэффициента и что районы с низкими его величинами будут продуктивными, главным образом, в отношении нефти. Имеющиеся в настоящее время факты опровергают подобный вывод. Такие крупные нефтяные месторождения как Панхендл-Хьюготон (Panhandle-Hugoton), Картедж (Carthage), Монроэ (Monroe) и Ричленд (Richland) обнаружены на площадях, характеризующихся слабым региональным метаморфизмом.

Так как величина углеродного коэффициента для углей с глубиной увеличивается, то при проявляемой газом тенденции к залеганию в больших количествах, по сравнению с нефтью там, где величина углеродного коэффициента больше, можно было бы ожидать, что процентное содержание газовых залежей с глубиной также будет возрастать. Несомненно, что залежи газов-дистиллятов [конденсатные залежи] встречаются гораздо чаще на больших глубинах, однако это объясняется тем, что на глубине концентрация дистиллятов происходит более интенсивно, чем вблизи дневной поверхности. На малых глубинах дистилляты являются жидкими, залегая в виде нефти [oil], в то время как на значительных глубинах большая часть дистиллятов будет находиться в газовой фазе; изменение количественного соотношения дистиллятов и остальных углеводородов не является обязательным. Возможно, что в более глубоких пластах процентное содержание газа по отношению к нефти возрастает; однако для окончательного вывода необходимо более широкое исследование большого числа месторождений.

Значения углеродного коэффициента, являющиеся предельными для нефте-газоносности отложений. Наиболее существенным принципом теории углеродного коэффициента является, безусловно, положение, что нефть и газ не встречаются там, где величина углеродного коэффициента выше предельной. Важное значение предельных изокарб становится понятным при изучении зависимости между распределением нефтяных и газовых залежей и величиной углеродного коэффициента. Как показывает рис. 13-1, частота нефтяных залежей начинает заметно уменьшаться с изокарбы 60%, а между изокарбами 65% и 70% скопления нефти очень редки. При более высоких значениях изокарбы — выше 70%, нефть практически отсутствует.

Для нефтяного месторождения Гейнс (Gaines) в Пенсильвании характерны такие значения углеродного коэффициента, которые, по-видимому, являются типичными для всех [для большинства] нефтяных месторождений. По данным М. Л. Фуллера (Myron L. Fuller) (111), анализ угля, найденного в нескольких милях к северо-востоку от месторождения Гейнс, позволил определить углеродный коэффициент в 68,4%, в то время как по

П. Д. Торри (Paul D. Torrey) (353) значение углеродного коэффициента для месторождения Гейнс равно 70—73%. Именно уменьшение числа нефтяных залежей при повышении значения изокарб (выше 60%) и является подтверждением положения, что перспективность того или иного района в отношении нефтеносности может быть оценена на основании величин углеродного коэффициента. Следует, однако, помнить, что этот вывод вытекает из наблюдений, проведенных в двух районах — на Аппалачских месторождениях и на месторождениях в области Оклахома—Арканзас, и что это можно объяснить как следствие некоторых своеобразных условий осадконакопления в обоих регионах.

Как бы то ни было, существование рассмотренной закономерности, независимо от ее толкования, остается непреложным фактом. Карты изокарб показывают, что, начиная с изокарбы 60%, вероятность обнаружения залежей нефти быстро падает с увеличением значений углеродного коэффициента. В зоне, располагающейся между изокарбами 60 и 65%, перспективы на нефть, как правило, незначительны; в зоне между изокарбами 65—70% — весьма незначительны, а там, где величина углеродного коэффициента превышает 70%, шансы на нефтеносность ничтожны. Теория углеродного коэффициента, однако, еще не настолько совершенна, чтобы утверждать невозможность нахождения нефти в зонах, расположенных за пределами изокарбы 70%.

По данным К. Кронис (Carey Croneis) (72), в северо-западном Арканзасе природный газ добывается из пенсильванских отложений в ряде антиклиналей, имеющих падение на крыльях от 5 до 80° и более. Величина углеродного коэффициента для этих газовых месторождений колеблется от 80 до 88%, а для месторождения Тейт Айленд (Tate Island) составляет 88%. Судя по тому, что одна скважина на месторождении Тейт Айленд дала 960 000 $м^3$ газа при пластовом давлении в 37 $кг/см^2$, можно думать, что продуктивный песчаник обладал хорошей проницаемостью (если только газ не шел из трещин).

Таким образом, если из месторождения Тейт Айленд, характеризующегося углеродным коэффициентом в 88%, возможна такая богатая добыча газа, то совершенно очевидно, что газоносными могут быть отложения с весьма различными значениями углеродного коэффициента, вплоть до 90%. Полное отсутствие газа наблюдается там, где имеются залежи антрацита, однако подобные участки невелики. Более того, там, где присутствуют антрациты, вмещающие их отложения, обычно обнаруживают признаки собственно метаморфизма, такие, например, как наличие кварцитов и развитие кливажа [slaty cleavage]. В районах, где на дневную поверхность выступают подобные или другие метаморфические породы, нефть и газ отсутствуют.

Возможно также, что перспективы открытия газовых залежей значительно уменьшаются с возрастанием величины углеродного коэффициента еще до того, как она достигнет 90%. В области Аппалачей газ отсутствует на площадях с такими высокими значениями углеродного коэффициента, при которых существуют газовые залежи в Арканзасе. Это может быть следствием или более медленного возрастания с глубиной начального регионального метаморфизма [катагенеза] в Арканзасе или же недостаточной разведанности районов с высокими значениями углеродного коэффициента в области Аппалачей. По данным Аппалачского Геологического Общества (5) важным событием в истории поисков и разведки газа в Западной Вирджинии явилось открытие, начиная с 1946 г., целого ряда залежей на различной глубине, расположенных далеко к юго-востоку от той границы, которая раньше считалась юго-восточным пределом распространения газоносности. Из этого вытекает, что отсутствие газа в районах развития пород с высокими значениями углеродного коэффициента и распространенных к юго-востоку от газовых месторождений области, является частично следствием нежелания нефтяников вести здесь бурение. В свою очередь, это нежелание, возможно, до некоторой степени вытекало из соответствующей интерпретации теории углеродного коэффициента.

Зависимость величины углеродного коэффициента от тектонической структуры. Большинство геологов США считает, что различия в типах углей и значениях углеродного коэффициента обусловлены различиями в температурах и давлениях, которым они подвергались. С другой стороны, многие европейские геологи полагают, что причиной этих различий является скорее различие в первоначальном химическом составе углей, нежели влияние агентов, действовавших после завершения седиментации, что именно первоначальный химический состав углей определяет величину свойственного им углеродного коэффициента. Если принять, что последняя определяется химической природой первоначально отложившегося вещества, а не региональным метаморфизмом [катагенезом], то отпадет необходимость в рассматриваемой теории, и она потеряет всякое значение, а успех любого прогноза в отношении нефте- и газоносности придется расценивать как чисто случайный. *

Однако доводы, приведенные Дэвидом Уайтом в подтверждение выдвинутого им положения, что повышение величины углеродного коэффициента и формирование типов углей связаны с различием в степени воздействия на них температуры и давления, являются вполне убедительными.

* Большинство советских геологов считает основным фактором «метаморфизма» углей температуру, а также давление, возрастающие с глубиной захоронения пластов. *Ред.*

Единого мнения относительно того, каким образом под действием давления и температуры происходит повышение величины углеродного коэффициента, не существует. Одно из положений, отстаиваемое Э. Хекком (E. T. Heck) (148), заключается в том, что породы ведут себя так, как если бы они были пластичными. Если это действительно так, то давление, действующее в горизонтальном направлении, не должно оказывать никакого влияния, и факторами, воздействующими на величину углеродного коэффициента, будут только давление [вертикальное], глубина [depth], температура и время.

Д. Уайт и Р. Тиссен (D. White and R. Thiessen) (384) и Д. Уайт (387) утверждают, что возрастание величины углеродного коэффициента происходит под воздействием значительного горизонтального давления в тех местах, где оно встречает большое сопротивление, и наоборот, что понижение величины углеродного коэффициента отмечается там, где динамическое давление легко разряжается благодаря разрывам, например, в районах развития серии больших надвигов. Д. Уайт также утверждает, что время, температура и давление могут служить причиной возрастания величины углеродного коэффициента, и что влияние температуры может компенсироваться временем и воздействием давления (и наоборот).

Понижение значения углеродного коэффициента у взбросов Ф. Ривс (Frank Reevs) (276) объясняет как следствие подъема более молодых отложений, не являвшихся глубоко погребенными. В работе Т. А. Хендрикса (T. Hendricks) (152) рассматриваются аналогичные примеры уменьшения величины углеродного коэффициента у взбросов, однако в этом случае предположение, что причиной такого уменьшения является более молодой возраст отложений, содержащих угли, оказывается несостоятельным. Карты изокарб, составленные У. Томом (W. T. Thom) (344), также свидетельствуют об уменьшении величины углеродного коэффициента вблизи взбросов, отмеченных в различных частях США. Подобные факты явно говорят о том, что пласты не обладают пластичностью.

Как правило, величина углеродного коэффициента выше там, где складчатость и вообще деформация [дислокация] пластов является более интенсивной. В районе Аппалачей и в восточной Оклахоме интервалы между опорными горизонтами и возможная глубина погребения угольных слоев возрастают в том же направлении, в каком происходит повышение значения углеродного коэффициента, а поэтому трудно определить, в какой степени это увеличение величины углеродного коэффициента обусловлено деформацией [дислокацией] и в какой — глубиной погребения.

Подземные воды и углеродный коэффициент. Впервые на явление уменьшения влажности осадочных пород в районах

с высокими значениями углеродного коэффициента обратил внимание М. Л. Фуллер (Myron L. Fuller) (113). Его вывод относительно связи между содержанием воды в породах и величиной углеродного коэффициента, в основном, подтвердился для площадей с пологими падениями слоев и незначительной структурной деформацией. Не следует, однако, думать, что содержание воды сразу падает на какой-либо определенной изокарбе. С возрастанием величины углеродного коэффициента все чаще и чаще встречаются песчаники, настолько сцементированные, что вода выделяется из них в ничтожном количестве, не улавливаемом при бурении скважин. Обычно такие плотные песчаники появляются в довольно большом числе еще до того, как значение углеродного коэффициента достигнет 60%; за изокарбой же в 70% они значительно преобладают над песчаниками, выделяющими воду. Безусловно, слабая отдача воды песчаниками является следствием их слабой проницаемости, препятствующей просачиванию воды из пор в скважины. Это можно легко наблюдать в скважинах, проводящихся канатным способом; в скважинах же, бурящихся вращательным методом, непосредственные сведения о режиме воды можно получить лишь в результате дорогостоящих испытаний.

В районах, где значения углеродного коэффициента являются довольно высокими, а отложения слабо деформированными, породы, как правило, лишены воды. Однако в районах с такими же высокими значениями углеродного коэффициента, но в случае сильной деформации отложений и большого числа открытых трещин, водоносность пород представляет довольно обычное явление. Вследствие относительно свободного сообщения с поверхностью пресная вода встречается в трещинах на довольно большой глубине в таких толщах, которые в районах со слабым проявлением начального метаморфизма, как правило, содержат соленую воду. Примерами подобных гидрогеологических условий являются район Аппалачской Долины (Appalachian Valley), крайние южные части Иллинойса и частично район гор Уачита. В районе Аппалачской Долины выходы нефти и газа, особенно газа, встречаются довольно часто, что указывает на то, что углеводороды в недрах еще сохранились.

О значении изогум. Изогумами называются линии, соединяющие на картах пункты с равным содержанием воды в углях. Влажность углей может варьировать от 2% для некоторых битуминозных углей и антрацитов до 60% для ряда разновидностей лигнитов. В общем, содержание воды в углях понижается с усилением регионального метаморфизма [катагенеза] до тех пор, пока они не достигнут стадии битуминозного угля. Начиная с битуминозных углей и далее, содержание влажности уже не является удовлетворительным показателем степени метаморфизма, и

для определения ее следует использовать значение углеродного коэффициента. Однако в случае лигнитов и суббитуминозных углей о степени начального метаморфизма [катагенеза] лучше судить по влажности, чем по величине углеродного коэффициента.

По мнению Д. Джонса (J. W. Jones) (178) и К. Доббина (C. E. Dobbin) (88), для определения регионального метаморфизма лучше использовать процентное содержание воды по данным анализов лигнитов и суббитуминозных углей, чем значения углеродного коэффициента. Последние для лигнитов и суббитуминозных углей могут превышать 60%, однако это еще не указывает на такую степень метаморфизма, которая исключает возможную нефте- и газоносность. Разумеется, следует по разному оценивать высокие значения углеродного коэффициента для суббитуминозных углей и лигнитов и высокие значения коэффициентов для битуминозных углей; последние указывают на такой региональный метаморфизм, который исключительно неблагоприятен для нефте-газоносности. Для правильной оценки следует принимать во внимание влажность и тип угля. Следует помнить, что лигниты и суббитуминозные угли никогда не могут показать такую степень регионального метаморфизма [катагенеза], которая является неблагоприятной для нефте-газоносности (независимо от значения углеродного коэффициента).

Там, где степень начального регионального метаморфизма [катагенеза] возможно определить на основании анализов только низкокачественных углей, там лучше воспользоваться картами изогумов, нежели картами изокарб. Д. Джонс (J. W. Jones) (178) приводит карту изогумов для части Скалистых гор; эта карта показывает закономерное увеличение содержания воды от 2% в сильно измененных углях возле гор до 28% в углях, залегающих вдали от гор. На рис. 13-2, заимствованном из работы М. Кэмпбелла (Marius Campbell) (51), изображена карта изогум района, обрамляющего поднятие Озарк. Закономерное снижение содержания воды по направлению к зонам большего регионального метаморфизма совершенно очевидно. Влажность углей, составляющая около 4—6%, наблюдается там, где величина углеродного коэффициента составляет 60%. Неразумно определять степень регионального метаморфизма только по содержанию воды в углях в том случае, когда оно ниже 10%. Это подтверждается на примере антрацита из Род Айленда, который, по данным Д. Ашли (G. H. Ashley) (8), хотя и свидетельствует о весьма высокой степени регионального метаморфизма [катагенеза], однако содержит всего лишь от 2,3 до 4,0% летучих при влажности в 4,5—23%, обычно же около 10%. Содержание воды в углях легко изменяется после его добычи и подъема на поверхность [на гора́], о чем следует помнить при подборе аналитиче-

ских данных для построения карт изогум, а также при интерпретации уже имеющихся карт.

Заключение об основных положениях теории углеродного коэффициента. Наиболее важные выводы, вытекающие из теории углеродного коэффициента, выводы, могущие помочь при разведке на нефть и газ, даны в табл. 13-1, которую следует рассматривать лишь как ориентировочную [tentative]. Несмотря на



Рис. 13-2. Карта изогум области Озаркского поднятия. Горизонтальной штриховкой выделены площади развития на глубине угленосных отложений. (По Campbell, A. A. P. G.).

значительный период времени, прошедший после того как Дэвид Уайт выдвинул теорию углеродного коэффициента, до сих пор еще остается много неясностей в отношении значения и ценности этой теории, о которых говорится в данной главе.

Об источниках погрешностей на картах равных значений углеродного коэффициента. При оценке карт углеродных коэффициентов следует учитывать масштаб возможных ошибок при определении значений углеродного коэффициента, на основе которых составлены эти карты. Данные о величине углеродного коэффициента получаются на основании технических анализов углей. Для удаления влаги уголь нагревается до 105° С, а для выделения летучих — до 950° С. Вес связанного [нелетучего] углерода определяется потерей в весе при сжигании угля. Источники возможных ошибок рассматривались У. Томом (344). Ошибки в результатах анализа будут меньше 1%, если они проводятся в соответствии с указаниями Горного Бюро США и Ка-

Таблица 13-1

Сводка данных о значениях углеродного коэффициента для залегающих вблизи поверхности ископаемых углей (surface coals)

Величина углеродного коэффициента	Свойства песчаников	Содержание и характер воды	Нефте- и газоносность
Около 90%	Очень твердые и плотные песчаники или кварциты	Пресная вода в трещинах отдельности и разломах	Нефть и газ отсутствуют
От 70 до 90%; слегка деформированные [дислоцированные] пласты	Песчаники, обычно очень твердые и плотные	Большинство свит лишено воды *	Довольно многочисленные проявления нефти и газа. Нефтяные залежи отсутствуют или очень редки. Некоторая газоносность
От 70 до 90%; сильно деформированные [дислоцированные] пласты	Песчаники очень твердые и плотные, но могут пересекаться открытыми трещинами	Вода находится в многочисленных горизонтах, вероятно, главным образом в трещинах. Пресная вода встречается на значительной глубине	По трещинам часто встречаются признаки нефти и газа. Добычи газа из очень крутых складок, сложенных сверху мощными глинистыми сланцами
От 60 до 70%; слегка деформированные пласты	Песчаники, в общем, твердые и плотные, но частично с пористо-проницаемыми зонами	Многие песчаники слишком твердые и плотные не способны отдавать воду *, другие однако содержат соленую воду	Значительная добыча газа, небольшая — нефти
От 60 до 70%; сильно деформированные пласты	Песчаники, в основном, твердые и плотные с пористо-проницаемыми зонами и открытыми трещинами	Многие песчаники являются очень твердыми и плотными и не дают воды, однако пористо-проницаемые зоны и трещины в песчаниках водоносны	Добыча газа в местах, где имеется хорошая покрышка из глинистых сланцев; проявление нефти и газа по трещинам

* В данном случае, как и вообще в таблице, автор имеет в виду не вообще воду, а воду, которая дает о себе знать в скважинах (водопроявления). *Ред.*

Продолжение табл. 13-1.

Величина углеродного коэффициента	Свойства песчаников	Содержание и характер воды	Нефте- и газоносность
От 55 до 60%	Песчаники, в основном, пористые и проницаемые с многочисленными плотными зонами	Вода обычно встречается в песчаниках, хотя некоторые из них являются очень твердыми и плотными и не дают воды	Значительная добыча нефти и газа
Ниже 55%	Песчаники, как правило, мягкие, пористые и проницаемые	Песчаники обычно дают воду	Добыча нефти и газа в больших размерах, иногда на значительной глубине. Отдельные крупные газовые месторождения

надского Горного Управления. Если аппаратура и методы отличаются от стандартных, то ошибки при анализе могут достигать 5%. У. Л. Рассел (291) выяснил, что для одних и тех же районов процентное содержание связанного углерода по старым анализам Геологического Управления Кентукки оказывается на 2% выше, чем по данным анализов Горного Бюро США. Ошибки, допускаемые при отборе образцов, могут привести к отклонениям величины углеродного коэффициента на несколько процентов. Стандартные методы отбора образцов обеспечивают получение средних проб пласта в целом. Довольно крупные ошибки могут проистекать из-за различий в химическом составе исходного для углей органического вещества. У. Л. Рассел (291) обнаружил, что процентное содержание связанного углерода в кэннельских углях ниже, чем в битуминозных, причем эта разница колеблется от нескольких до 26%, а в среднем составляет около 10%. Разумеется, что при построении карт равных значений углеродного коэффициента кэннельские угли не должны приниматься во внимание. Так как значения углеродного коэффициента для битуминозных углей выше, чем для кэннельских углей, то анализы последних можно было бы использовать для получения минимальных величин углеродного коэффициента. По мере того, как угли по своему характеру [по степени катагенеза] приближаются к антрациту, постепенно сглаживаются различия в величине углеродного коэффициента, обусловленные разницей в первоначальном химическом составе.

Выветрелость углей может привести к очень серьезным ошибкам при определении углеродного коэффициента. Как указывает У. Том (344), легкое выветривание может снизить величину углеродного коэффициента на 15%. Поэтому при составлении карт изокарб рекомендуется исключить все анализы образцов, взятых из поверхностных обнажений или с очень небольших глубин.

Причины потери углями летучих компонентов. Если бы были вполне ясны причины потери летучих [volatile matter], то теорию углеродного коэффициента можно было бы, вероятно, использовать более рационально. Потеря углями летучих сопровождается аналогичным уменьшением содержания летучих в битуминозных сланцах и рассеянном органическом веществе осадков, а также прогрессирующим выделением воды из глинистых сланцев. Возможными факторами, обусловливающими или способствующими уходу летучих компонентов, являются время, температура и различные виды давления, как например, давление уплотнения, скалывающее давление и давление, связанное с тектоническими силами [динамическое давление].

Так как процесс выделения летучих приводит к увеличению объема системы, то, по всей вероятности, он не может быть вызван гидростатическим давлением.* Возможно, что давление уплотнения и тектоническое давление являются причинами образования летучих, так как жидкости и газы, образующиеся в результате этого процесса, уходят из твердого вещества и, следовательно, не будет происходить нарастание противодавления. Высокая температура, очевидно, также является фактором, вызывающим выделение летучих, и если гидростатическое давление замедляет этот процесс (что, вероятно, и имеет место на самом деле), то повышение его, а также температуры с глубиной, очевидно, будет вызывать уменьшение величины углеродного коэффициента. В таком случае, влияние глубины на углеродный коэффициент будет зависеть, главным образом, от геотермического градиента.

О влиянии условий отложения на отсутствие нефти на площадях с высокими значениями углеродного коэффициента. Из различных критических замечаний, сделанных по адресу теории углеродного коэффициента, только два отвергают ее значение для поисков нефти. Сущность одного из них заключается в следующем: отсутствие нефти или смена нефтеносности газоносностью на площадях со значениями углеродного коэффициента выше 60% является следствием изменения не степени регионального метаморфизма, а изначальных условий отложения осадков. Это положение было выдвинуто Р. С. Тарром (R. S. Tarr) (340)

* См. дополнение редактора на стр. 195—196.

и Дж. Э. Дорси (G. E. Dorsey) (96) и обсуждалось также У. Л. Расселом (295).

Можно привести довольно убедительные доводы, подтверждающие, что именно условия отложения, а не региональный метаморфизм являются причиной повсеместного отсутствия нефти за изокарбой 60%. Знаменательным фактом является то, что в области Аппалачей, в восточной Оклахоме и северном Арканзасе, в Скалистых горах и в провинции Альберта (Канада) значения углеродного коэффициента возрастают в том же направлении, в каком наблюдается переход от морских условий осадкообразования к континентальным, и, в то же время, в направлении к области сноса. В этом же направлении возрастают интервалы между опорными горизонтами, максимальная глубина захоронения пород под покровом более молодых отложений и степень деформации [дислокации] слоев. Вероятно, возрастание мощности отложений, глубины их погребения и дислоцированности в одном и том же направлении не случайно, а подчинено какой-то общей закономерности, управляющей механизмом образования геосинклиналей и складчатых гор.

Уместно рассмотреть вопрос, что является причиной столь скудной нефтеносности зоны, расположенной за изокарбой 60% [т. е. характеризующейся более высокими значениями углеродного коэффициента]: региональный ли метаморфизм или же изменение условий отложения осадков. В области Аппалачей, в Оклахоме и Арканзасе, начиная с изокарбы 60%, на большом протяжении наблюдается исчезновение нефтяных месторождений. Этот факт говорит о том, что именно усиление регионального метаморфизма, устанавливаемое по возрастанию величины углеродного коэффициента, является причиной скудной нефтеносности на площадях с его высокими значениями. Более того, в зоне, где проходят изокарбы с более высокими значениями, чем 60%, ряд свит оказываются ненефтеносными, хотя они содержат промышленную нефть на площадях с низкими значениями углеродного коэффициента. Конечно, на таком большом расстоянии древние береговые линии и фациальные зоны бассейнов седиментации не совпадают с изокарбой 60%.

С другой стороны, безусловно верным является, то, что исчезновение нефтеносности в направлении к области сноса частично определяется условиями отложения осадков, так как не везде залежи нефти доходят до изокарбы 60%. В юго-восточной части Оклахомы, располагающейся к западу от гор Уачита, имеются районы развития мощных осадков, лишенных нефти, хотя значения углеродного коэффициента здесь намного ниже 60%. Переход к неблагоприятным условиям отложения по всей видимости происходил в том же направлении, в каком теперь наблюдается переход к более высоким значениям углеродного

коэффициента; это и ограничивает распространение нефтяных месторождений в направлении усиления регионального метаморфизма отложений.

Вполне возможно, что количество нефтяных залежей на территории, расположенной за изокарбой 60% [т. е. в полосе более высоких значений изокарб], было значительно большим, если бы на этой площади условия отложения не были относительно неблагоприятными для нефтеобразования.

Таким образом, исходя из современных данных, можно сделать вывод, что при использовании теории углеродного коэффициента необходимо уделять особое внимание рассмотрению влияния условий отложения. Не следует, однако, думать, что это обесценивает теорию углеродного коэффициента.

Влияние глубины залегания на величину углеродного коэффициента и оценка перспектив нефтеносности. *Зависимость значений углеродного коэффициента от глубины.* Наиболее серьезной критике теория углеродного коэффициента подверглась со стороны Ф. Ривса (F. Reeves) (276). Его критические замечания основываются на так называемом законе [правиле] Хилта (Hilt's law), согласно которому с глубиной наблюдается быстрое увеличение углеродного коэффициента. По данным Ф. Ривса, подобное возрастание коэффициента установлено на угольных месторождениях в Южном Уэлсе, Кенте, в Стерлингшайре и Лэнакшайре (Шотландия), в Донецком бассейне, на Сучанском месторождении [Дальний Восток], а также в Нидерландах, Бельгии, Вестфалии и во Франции. Д. Уайт и Р. Тиссен (D. White and R. Thiessen) (384) считают, что в Аппалачском угленосном бассейне степень возрастания углеродного коэффициента с глубиной равна 0,6% на каждые 30 *м* [2% на 100 *м*], а по данным Ф. Ривса среднее значение этого градиента для четырех угольных месторождений Европы равно 0,61% на 30 *м*.

Рис. 13-3, взятый из работы Ф. Ривса (276), является иллюстрацией к его концепции о зависимости между значением углеродного коэффициента и нефте-газоносностью. На этом рисунке показано строение нефтяных и газовых месторождений в разрезе, на которые нанесены также и изокарбы. Они проведены по уже известным данным о величине углеродного коэффициента и на основе принятого вертикального градиента. Рисунок показывает, что большинство нефтяных и газовых залежей на разрезе не имеет никакого или очень незначительное отношение к тектонической структуре; они находятся в стратиграфических [литологических] ловушках. *

Изокарба 70% проходит по нефтеносным горизонтам, а некоторые нефтяные залежи находятся в зоне, расположенной ниже

* См. стр. 10. *Ред.*

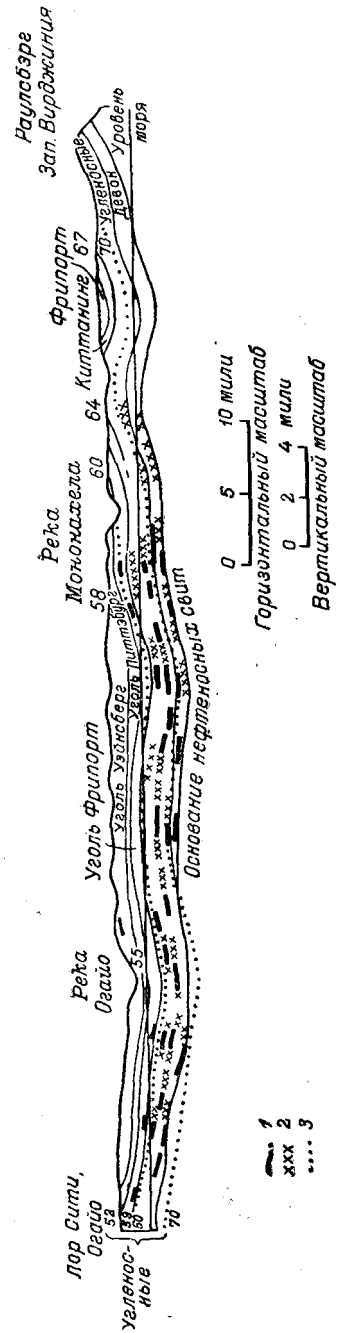


Рис. 13-3. Разрез Аппалачской нефтеносной области с показанием положения на глубине изокарб. (По Reeves A. A. P. G.).

1 — нефть; *2* — газ; *3* — изокарбы.

изокарбы 70% [т. е. в зоне с более высоким содержанием связанного углерода]. Х. Уэлмэн (H. W. Wellman) (381) представил данные, согласно которым в Кентском угольном месторождении (Англия) по мере того, как угли по своему составу приближаются к антрациту, темп возрастания углеродного коэффициента [его градиент] с глубиной падает. Та же картина, очевидно, наблюдается и в других угольных месторождениях. При наличии несогласий в разрезе отложений значения углеродного коэффициента могут внезапно увеличиваться.

Таким образом, с одной стороны, существуют довольно убедительные данные, подтверждающие регулярное увеличение углеродного коэффициента с глубиной на некоторых угольных месторождениях; с другой стороны, не менее убедительные факты говорят о том, что на других угольных месторождениях такое возрастание углеродного коэффициента или не отмечается вовсе, или же оно весьма незначительно. Например, А. Уэйд (A. Wade) (373) указывает, что в месторождении Сидней-Мейтленд-Ньюкастл (Sidney-Maitland-Newcastle) величина углеродного коэффициента для средних и верхних горизонтов угля колеблется от 60 до 65%, а для углей Грета (Greta), залегающих по разрезу на 2130 *м* ниже, от 50 до 55%. Так как угли Грета являются кэннельскими, в то время как средние

и верхние горизонты угля принадлежат к обычным битуминозным углям, более низкие значения углеродного коэффициента для углей Грета частично являются следствием различия в химическом составе исходного вещества. Но если бы повышение величины углеродного коэффициента с глубиной составляло на каждые 30 *м* примерно около 0,6% [2% на 100 *м*], как на других угольных месторождениях, то значение углеродного коэффициента для углей Грета были бы гораздо выше существующих (несмотря на кэннельский тип углей), а по своему составу угли Грета приближались бы к антрацитам. Необходимо помнить, что при приближении значений углеродного коэффициента к 85—90%, различия, являющиеся следствием разного первичного химического состава углей, сглаживаются.

Еще более убедительные факты, подтверждающие отсутствие возрастания величины углеродного коэффициента с глубиной, были опубликованы Т. Хендриксом (T. A. Hendricks) (152). Многочисленные анализы углей Мак-Алистер (Mc Alester) и нижних углей Хартшорн (Hartshorne), стратиграфически [по нормальному разрезу] отстоящих друг от друга на 1300 футов (395 *м*), показывают, что содержание связанного углерода в верхних углях постоянно на 1% выше, чем в нижних. В восточной Оклахоме значения углеродного коэффициента для нижнеуэттевильских углей (lower Wetteville) почти совпадают (особых отклонений не наблюдается) со значениями изокарб, проходящих по нижнехартшорнским углям (lower Hartshorne), залегающим стратиграфически на 4800 футов (1463 *м*) ниже.

Влияние глубины на оценку перспектив нефтеносности. Влияние изменений значений углеродного коэффициента с глубиной на оценку перспектив нефтеносности обычно игнорируется. Ясно, что при оценке перспектив данной свиты на основе данных о величине углеродного коэффициента, необходимо рассматривать степень регионального метаморфизма [катагенеза] залегающих в недрах продуктивных горизонтов, а не регионального метаморфизма пород у дневной поверхности. Ф. Ривс отмечает, что в Аппалачском месторождении нефть залегает в горизонтах, которые находятся на 1000—4500 футов (300—1370 *м*) стратиграфически ниже тех углей у дневной поверхности, по которым определялись значения углеродного коэффициента, и что для нефтеносных горизонтов величина углеродного коэффициента составила бы 70—80%. Из этого вытекает необходимость определения значений углеродного коэффициента по трем направлениям, а не по двум [т. е. не только по площади, но и по глубине], а также необходимость вычисления величины коэффициента для каждой исследуемой продуктивной толщи при оценке перспектив нефтеносности. Если градиент возрастания величины углеродного коэф-

фициента с глубиной точно не известен, то это может привести к значительным ошибкам при определении величины углеродного пример, если углеродный коэффициент для углей у дневной поверхности составляет 55%, а продуктивный горизонт залегает на глубине около 1500 *м*, то неясно, возрастают ли значения этого коэффициента с глубиной на 2% на каждые 100 *м*, как это имеет место в области Аппалачей, или же величина коэффициента не изменяется. В данном случае ошибка при определении значения углеродного коэффициента для продуктивного горизонта может дойти до 30%. Даже в тех случаях, когда общий градиент возрастания значения углеродного коэффициента с глубиной известен, как например, в Аппалачском регионе, неточность при определении величины углеродного коэффициента на глубине может оказаться довольно значительной.

Все сказанное может быть проиллюстрировано на примере нефтяного месторождения Роуз Хилл (Rose Hill) в Вирджинии, описанного Миллером (234). В этом месторождении нефть с удельным весом 0,804 добывается из ордовикского известняка Трентон, залегающего под взбросом. Величина углеродного коэффициента для углей, ближайших к этому месторождению, равна примерно 60%, а мощность отложений между пластами угля и известняком Трентон над сбросом составляет около 8000 футов (2440 *м*). В нефтяном месторождении известняк Трентон под взбросом находится на 4000—5000 футов (1220—1525 *м*) по вертикали ниже по отношению к прежнему своему положению над взбросом. Соответственно, Трентонский продуктивный горизонт находится ниже углей, вероятно, на 8000—13 000 футов (2450—3900 *м*). Между угольными пластами и горизонтом Трентон имеется несколько несогласий, о влиянии которых на величину углеродного коэффициента, равно как и о влиянии взброса, ничего не известно. Ясно, что увеличение значения углеродного коэффициента с глубиной не будет равно 2% на каждые 100 *м*, так как в противном случае величина углеродного коэффициента для Трентонского горизонта достигала бы 100%, что невозможно. Если бы градиент составлял 1% на каждые 100 *м*, т. е. половину нормального градиента для углей, то значения углеродного коэффициента для Трентонского продуктивного горизонта колебались бы в пределах 84—99%. Очевидно, что градиент увеличения углеродного коэффициента в этом месторождении гораздо меньше нормального.

Если бы нормальный градиент увеличения углеродного коэффициента с глубиной, равный 2% на 100 *м*, сохранялся повсеместно, то по теории углеродного коэффициента нефтеносность больших глубин исключалась бы полностью, так как тогда значения углеродного коэффициента даже на умеренных глубинах

были бы слишком высокими. При величине углеродного коэффициента поверхностных углей, равной 55% и градиенте, равном 5% на каждые 1000 футов [300 *м*], значение углеродного коэффициента на глубине в 6000 футов (1830 *м*) составило бы 85%. Известны случаи залегания нефти на глубинах, доходящих до 13 000 футов (4000 *м*), а добыча с глубины в 10 000 футов (3000 *м*) производится в целом ряде мест.* Так в округе Мак Лейн, в Оклахоме, нефть добывается из ордовикских и девонских пластов с глубины около 3000 *м* на площади, где на поверхности залегают пермские породы. Ясно, что на этой площади увеличение углеродного коэффициента с глубиной будет значительно меньшим.

С увеличением мощности отложений, отделяющих анализируемые угли от перспективных продуктивных горизонтов, возрастает возможная ошибка.** Поэтому нельзя исключать нахождение нефти на площадях, для которых значения углеродного коэффициента поверхностных углей значительно превышают те, о которых говорилось ранее. Если величина углеродного коэффициента в нефтеносных горизонтах в Аппалачской области колеблется, как утверждает Ф. Ривс, в пределах 70—80%, то в тех месторождениях, где не наблюдается понижения значений углеродного коэффициента с глубиной, величина последнего для поверхностных углей будет, вероятно, равна 80%.

Многие авторы работ по теории углеродного коэффициента утверждают, что существует некая «мертвая линия», или абсолютный предел, за которым нефтеносность невозможна; этот предел значения коэффициента для различных мест варьирует от 60 до 70%. Однако имея ввиду ошибки, возникающие над влиянием «фактора глубины», а также другие соображения, лучше было бы говорить, что возможность существования залежей нефти начинает уменьшаться при определенных значениях углеродного коэффициента, а не устанавливать предел в виде какой-либо определенной изокарбы. «Мертвая линия», проведенная по изокарбе в 80%, не будет иметь большой практической ценности; то же может случиться и с «мертвой линией», проведенной по изокарбе с меньшим значением как только будут открыты нефтяные залежи в зоне, через которую протягиваются более высокие изокарбы.

О влиянии геотермического градиента на возрастание величины углеродного коэффициента с глубиной. Известно, что углеродный коэффициент с глубиной в одних районах увеличивается гораздо быстрее, чем в других; подобное явление, по-видимому,

* В настоящее время нефть получена с глубины 6880 *м*. Ее температура в забое 180° С. *Ред.*

** Об этой ошибке автор пишет, что она обусловлена «фактором глубины» (depth factor). *Ред.*

объясняется изменениями геотермического градиента. По данным Э. Никольса (E. A. Nichols) (248) значения геотермического градиента на одних площадях в 5—10 раз превышают значения этого градиента на других площадях. Так как, по-видимому, температура является, по меньшей мере, одним из факторов, вызывающих увеличение углеродного коэффициента с глубиной, то вероятно, что изменения геотермического градиента имеют своим следствием изменения и градиента возрастания значений углеродного коэффициента с глубиной.

Причины отсутствия нефти в районах с высокими значениями углеродного коэффициента. Теория углеродного коэффициента была бы более совершенной, а следовательно, и более полезной, если бы было известно, почему нефть и газ отсутствуют на площадях с высокими значениями углеродного коэффициента. Одной из возможных причин может быть утечка нефти и газа из недр на поверхность или вследствие весьма интенсивной деформации пород [чрезмерного сжатия], обусловившей выжатие флюидов, или же оттого, что литификация глинистых сланцев обусловила возможность развития в них трещиноватости и разломов и, следовательно, лишила сланцы способности быть хорошими изоляторами [надежной покрышкой]. Подобным образом можно объяснить отсутствие газа в районах с интенсивным региональным метаморфизмом и отсутствие нефти на тех участках, которые прилегают к лишенным газа площадям, характеризующимся высокими величинами углеродного коэффициента. Однако это объяснение не пригодно для районов с высокими значениями углеродного коэффициента, лишенных нефти, но газоносных, как например, Аппалачская область, восточная Оклахома и северный Арканзас, так как совершенно очевидно, что газ по сравнению с нефтью, мигрирует к поверхности гораздо легче.

Сразу же после своего образования нефть подвергается воздействию гидростатического давления, которое, однако, не может обусловить переход нефти в газ, так как это вызвало бы увеличение объема системы, чему противодействовало бы гидростатическое давление. * Если переход нефти в газ связан с региональным метаморфизмом, то причиной такого перехода должна быть возникающая при метаморфизме высокая температура; образующийся же при этом остаток углерода или вещества, обогащенного им, должен отложиться в породах. Хотя мы не располагаем данными, подтверждающими реальность этого процесса, тем не менее не следует исключать его возможность.

* Это не совсем так. В определенных условиях нефть и газ, при достижении определенного давления, могут образовать однофазную газообразную систему. *Ред.*

Более вероятной причиной отсутствия нефти в большинстве районов, характеризующихся значениями углеродного коэффициента более 60%, является уменьшение пористости. С возрастанием углеродного коэффициента общая или средняя пористость песчаников уменьшается. Известно, что песчаники, пористость которых ниже 12—14%, дают очень мало или вовсе не дают нефти, но не исключена возможность, что песчаники с меньшей пористостью могут давать газ. Этой зависимостью пористости от величины углеродного коэффициента можно объяснить, хотя бы частично, редкость нефти и преобладание газа над нефтью в тех районах, где величина углеродного коэффициента превышает 60%. Подобное объяснение, однако, не является вполне удовлетворительным, так как некоторые газовые коллекторы на площадях с высокими значениями углеродного коэффициента обладают пористостью и проницаемостью, вполне достаточной для того, чтобы быть нефтеносными.

Заключение о ценности теории углеродного коэффициента. Может показаться, что сделанные выше критические замечания настолько снижают ценность теории углеродного коэффициента, что она теряет всякую значимость. Не может быть, однако, никакого сомнения в реальности явления регионального метаморфизма; из всех же известных методов определения степени регионального метаморфизма [катагенеза] лучшим является все же метод углеродного коэффициента. Полевые наблюдения показывают, что шансов на нахождение нефти в отложениях с величиной углеродного коэффициента выше 60% мало и что они резко падают по мере увеличения значений коэффициента сверх 60%. Газоносность, по всей вероятности, резко ослабевает по мере повышения величины углеродного коэффициента сверх 70%, однако газовые залежи могут быть обнаружены и при более высоких значениях коэффициента, вплоть до 90%. «Мертвой линией» для залежей газа будет, очевидно, изокарба в 90%, а возможная «мертвая линия» для залежей нефти будет определяться значениями углеродного коэффициента не ниже 80%. К факторам, снижающим в данное время ценность теории углеродного коэффициента, следует отнести, во-первых, неясность в отношении влияния на величину коэффициента различия в условиях отложения осадков, и, во-вторых, ошибки, допускаемые при экстраполяции данных о значениях углеродного коэффициента поверхностных углей [углей, развитых у дневной поверхности] на глубины, на которых залегают возможно перспективные горизонты в нефтеносных отложениях.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что автор не останавливается на вопросе о зависимости свойств нефти от степени катагенетического изменения вмещающих пород, которому Д. Уайт, М. Фуллер и другие придавали большое значение. В настоящее время становится все более

ясным, что этот вопрос нельзя решать *вообще*, без дифференциации свойств нефти по их отношению к воздействию тех или иных факторов и, что особенно важно, без обстоятельного анализа всей геологической истории данного района, включая и историю образования залежей нефти.

По условиям своего образования нефть недавно сформировавшейся залежи находится в более мягких термодинамических условиях, чем те, в которых она родилась. Это объясняется тем, что нефть в залежи эпигенетична и в большей или меньшей степени аллохтонна по отношению к вмещающим ее слоям. Действительно, местоположение залежи нефти не является местом рождения самой нефти; последняя может аккумулироваться в ловушке путем миграции с гораздо больших глубин, где господствовала иная термодинамическая обстановка.

Некоторые из приобретенных там свойств нефть, несомненно, сохраняла и после своей миграции в ловушки; другие же ее свойства менялись в зависимости от новых термодинамических условий. До тех пор, пока нефть находилась вне биосферы, она изменялась сравнительно слабо, что позволяет установить зависимость некоторых ее свойств от степени катагенетического изменения нефтематеринских пород путем внесения поправок на изменения, вызванные регрессивным катагенезом. *

Стóит, однако, нефти попасть в более приподнятые слои (или быть поднятой после образования залежи), где не только температура и давление значительно ниже, чем в зоне нефте-газообразования, но где уже действуют биохимические факторы, ** как нефть начинает претерпевать более глубокие изменения, принципиально отличные от катагенетических.

Гипергенные факторы приводят к увеличению удельного веса нефти, возрастанию ее смолистости, к уменьшению содержания метановых углеводородов, твердых углеводородов (парафина по Гольде) и т. д. Именно эти свойства чаще и прежде всего учитывались геологами, обосновывавшими зависимость свойств нефти от величины углеродного коэффициента ископаемых углей. Гипергенно измененная нефть обычно принималась этими геологами за мало превращенную, геохимически более молодую нефть, хотя она порой залегала среди пород с повышенными значениями углеродного коэффициента. Это нередко приводило к ошибочным выводам разного характера. *** Одни исследователи вообще полагали, что «теория carbon ratio» порочна в своей основе, другие ограничивались отнесением таких случаев к исключениям из общего правила.

Именно то обстоятельство, что нефть, а также другие флюиды в стратисфере, меняются гораздо скорей и интенсивней, особенно под воздействием биогенных факторов, чем почти непроницаемые породы, например, глины, **** и является одной из главных причин многочисленных отклонений от шкалы М. Фуллера, приведенной в «Учении о нефти» И. М. Губкина.

* Регрессивный катагенез — совокупность изменений, претерпеваемых породами в зоне катагенеза в результате уменьшения давления и температуры, имеющего место при тектоническом поднятии данного участка земной коры.

** Нижняя граница биосферы в пористо-проницаемых породах может проходить на глубинах в 1,5—2,5 *км*.

*** Принципиально неправильна, например, шкала превращения нефтей, предложенная А. Ф. Добрянским в «Геохимии нефти» и разработанная на основе принятия наболее гипергенно измененных нефтей в верхних слоях стратисферы за нефти, близкие к начальному типу и испытавшие наименьший «метаморфизм» (катагенез).

**** Ископаемые угли в этом отношении также не могут быть сопоставлены с нефтью, горючими газами и водами — угли начинают заметно выветриваться лишь на значительно меньших глубинах, уже вблизи дневной поверхности. *Ред.*

Очевидно, что до тех пор, пока гипергенная нефть не может быть использована как геологический максимальный термометр (как ископаемые угли) или как максимальный манометр (как глинистые породы), т. е. до того прогресса наших знаний, когда будут найдены такие свойства нефти, приобретенные ею в зоне катагенеза, которые не изменяются не только при регрессивном катагенезе, но и при гипергенезе, «теорией углеродного коэффициента» для определения свойств нефти применительно к залежам в зоне гипергенеза *вообще нельзя пользоваться*. Вне этой зоны, если и можно применять данную теорию в этих целях, то только при выполнении указанных выше условий. Можно, однако, рассчитывать, что вскоре в нашем распоряжении будут такие данные, которые позволят и по нефти из любой зоны в земной коре судить о степени испытанного ею (нефтью) катагенетического преобразования. В этом отношении некоторый интерес представляет предположение А. А. Карцева, что таким индикатором может служить содержание в нефтях легких ароматических углеводородов. С другой стороны, последние работы В. П. Савченко, А. Л. Козлова, У. Гассоу и других, а также эксперименты М. А. Капелюшникова, С. Л. Закса и других приближают нас к решению проблемы определения тех давлений, при которых происходило как формирование залежей нефти и газа, так и широкая начальная их эмиграция.

Пока же теорию Д. Уайта в нефтяной геологии можно практически использовать, главным образом, для выделения в разрезе отложений, уже не могущих содержать собственную нефть из-за значительного «метаморфизма» пород. Если в них и может быть нефть, то только попавшая из отложений, находящихся на более низких ступенях катагенеза.

Зависимость состава природных газов от степени регионального метаморфизма отложений

Зависимость состава природного газа от степени регионального метаморфизма [катагенеза] пород подтверждается некоторыми данными; трудно, однако, установить, являются ли изменения в составе природного газа следствием именно регионального метаморфизма или же они обусловлены изменениями характера материнских пород. С. Гамильтон (S. H. Hamilton) (134) считает, что по направлению к районам развития отложений с большим региональным метаморфизмом, в газах повышается содержание метана и падает — этана и более тяжелых углеводородов. Такая картина вытекает из сопоставления результатов анализа газа, произведенного С. Гамильтоном для области Нью-Йорк — Пенсильвания; она подтверждается также данными анализов П. Прайса и А. Хедли (266). По данным К. Кронис (C. Croreis) (72), газ из палеозойских отложений в Арканзасе, где значения углеродного коэффициента для поверхностных углей определяются в 80—88%, содержит от 95 до 98% метана. С. Слиппер (S. Slipper) (320) отмечает, что в Альберте [Канада] содержание этана и более тяжелых углеводородов в палеозойских газах повышается к западу, т. е. в направлении более интенсивного регионального метаморфизма.

Эта картина как раз обратная той, которая должна бы быть согласно предположению С. Гамильтона. Совершенно очевидно

поэтому, что для окончательного вывода по данному вопросу необходимо провести дальнейшие исследования и накопить больше фактического материала.

Газы из метаморфических и глубинных изверженных пород, по-видимому, характеризуются наличием свободного водорода. По данным У. Вулнафа (W. Woolnough) (393), газы из докембрия в Австралии содержат 60—74% водорода, 5,6 — 7,5% метана и 17—31% азота. В то же время газ, добываемый из пресноводных отложений юрского возраста, имеет в своем составе 25,4% водорода, 29,6% метана и 30,7% азота. Несвязанный водород обнаруживается также в газах из докембрия Южной Африки. Р. Б. Ньюкомб (R. B. Newcombe) (247) отмечает, что содержание водорода в газе из ледниковых отложений в Мичигане составляет около 26%.

Тот факт, что водород обнаруживается обычно в малодебитных источниках газа, связанных с метаморфическими и плутоническими [интрузивными] породами наводит на мысль, что водород образуется при диссоциации метана и других углеводородов, происходящей под влиянием той температуры, которая связана с метаморфизмом или с магматизмом. Однако присутствие водорода в газах, образовавшихся в пресноводных и ледниковых отложениях, заставляет искать другое объяснение происхождению свободного водорода. Общей чертой для метаморфических пород пресноводных и ледниковых отложений является отсутствие морских солей и органического вещества морского происхождения. Возможно, что водорода в газах из нефтеносных слоев нет потому, что он реагирует с органическим веществом в этих слоях, или потому, что эти слои содержат катализаторы, возможно, свойственные морским отложениям, под влиянием которых водород вступает в соединение с органическим веществом. Как бы то ни было, если присутствие свободного водорода и не указывает на метаморфизм [собственно метаморфизм], то оно, во всяком случае, является признаком, неблагоприятным для нефтеносности. *

Вопрос о содержании водорода в природных газах является, как это отметил недавно А. А. Карцев, одним из самых неясных. В. А. Соколов, обобщая новейшие данные, приходит к выводу, что в газах нефтяных месторождений, значительных концентраций водорода ($>10^{-2}$%), как правило, не отмечается. Только в Шор-Су содержание водорода достигает аномально высокой величины 12% (А. А. Карцев).

В то же время, как показали многочисленные газокароттажные работы, водород встречается в породах и водах нефтеносных районов.

М. Г. Гуревич и М. М. Элисон установили присутствие водорода в некоторых газах угольных месторождений — в Донбассе до 7,5%, в Кузбассе — до 20%. В Карагандинском бассейне водород был отмечен, примерно, в 40% образцов газа при максимальной концентрации в 10%.

Особенно много водорода в газах, сохранившихся в полостях метаморфических и магматических пород (до 80%). В. А. Соколов сообщает об интересных данных, полученных Московским геологоразведочным институтом при изучении газов, выделявшихся в скважине, проходившей интрузивные породы. В этих газах содержание водорода достигало 80—90%.

* Данное утверждение автора нельзя считать обоснованным. *Ред.*

Другие способы определения степени регионального метаморфизма [катагенеза]

О необходимости дополнительных методов определения степени регионального метаморфизма. Из всего, что было сказано выше о теории углеродного коэффициента, вытекает необходимость других методов определения степени регионального метаморфизма.

Насущная потребность в других методах прежде всего обусловливается тем, что применение метода углеродного коэффициента ограничено — он может быть использован только там, где имеются залежи углей. Ископаемые угли приурочены обычно к определенным свитам или толщам. При необходимости экстраполяции, как уже говорилось выше, данных о величине углеродного коэффициента на более глубоко залегающие горизонты, возникают значительные трудности и возможны ошибки. Угли, состоящие из органического вещества, изменяются иначе, чем породы, образованные неорганическим веществом. По всей вероятности, именно метаморфизм [катагенное изменение] минеральных компонентов пород влияет на возможную нефте- и газоносность, а не непосредственное разложение нефти и газа под влиянием тепла и давления, как думают некоторые.

Использование свойств песчаников для определения степени регионального метаморфизма. О значении песчаников как индикаторов степени регионального метаморфизма отложений писали У. Рассел (294) и Дж. Браннер (G. C. Branner) (44). У. Рассел обнаружил, что в области Аппалачей сопротивление раздавливанию у песчаников увеличивается, а пористость понижается по направлению к районам, характеризующимся высокими значениями углеродного коэффициента. Дж. Браннер отмечает, что в сильно складчатых отложениях, развитых в горах Уачита в Арканзасе, пористость песчаников, в среднем, меньше, чем в более слабо деформированных отложениях, развитых севернее. Для отложений с одинаковыми значениями углеродного коэффициента средняя пористость песчаников по определению Дж. Браннера оказалась гораздо большей, чем по данным У. Рассела. Это может означать, что при одной и той же величине углеродного коэффициента пористость песчаников в Арканзасе действительно больше, чем в области Аппалачей, или же, что в Арканзасе пес-

чаники подверглись большему выветриванию. Возможно и такое объяснение, что это расхождение является результатом различия в отборе песчаников для исследования — один исследователь мог выбирать для изучения песчаники с большей или меньшей пористостью, нежели другой.

В районах, где ископаемые угли отсутствуют, для оценки общих перспектив нефтеносности могут быть использованы в некоторой степени определения пористости песчаников. Безусловно, что при этом следует использовать, по мере возможностей, наименее выветрелые песчаники. На некоторых участках этот метод вообще не может быть использован — если обнажающиеся здесь песчаники подверглись сильному выветриванию. Совершенно непригодными для этой цели являются песчаники, сцементированные опалом или скрытокристаллическим кремнеземом. Если уменьшение пористости песчаников связано с региональным метаморфизмом, то кварцевый цемент будет относиться к типу регенерационного. Перспективы в отношении нефтеносности будут меньше там, где средняя пористость невыветрившихся песчаников ниже 15%, и больше там, где она превышает 15%. Если средняя пористость ниже 5%, то площадь будет неблагоприятной для разведки на нефть. *

Анализы органических компонентов пород. Тонкозернистые осадки, такие например, как глины [shales], обычно содержат несколько процентов органического вещества; ** в битуминозных сланцах содержание органического вещества значительно выше. Принимая во внимание, что органическое вещество ископаемых углей является хорошим показателем степени регионального метаморфизма, можно предположить, что таким же индикатором, вероятно, явится и органика в обычных осадках. Для определения степени метаморфизма пород, вероятно, можно было бы использовать анализы содержащегося в них органического вещества, аналогичные техническим анализам углей; однако такие анализы для пород представляют трудности, а их результаты, вероятно, будут сильно варьировать в зависимости от характера исходного органического вещества. Использование анализов рассеянного органического вещества пород имело бы большие преимущества, так как оно почти повсеместно.

Об использовании анализов твердых углеводородов [нафтидов]. Как уже говорилось выше, для определения регионального изменения можно было бы частично воспользоваться анализом

* Если это заключение и справедливо, то только в отношении нефтеносности песчаников как межгранулярных (поровых) коллекторов. В случае же развития в песчаниках трещиноватости они могут быть промышленно нефтеносными и при пористости в 5—2%. *Ред.*

** Кларк органического углерода для глинистых пород может быть определен приблизительно в 1,1% (от веса сухих глин). *Ред.*

твердых углеводородов. * Следует различать твердые углеводороды, встречающиеся в виде жил, и твердые углеводороды, заполняющие поры в песчаниках и в других пористых породах. Необходимо также учитывать, когда отложились или внедрились эти углеводороды: до или после регионального метаморфизма, так как если последний проявился до отложения этих углеводородов, то он, конечно, не мог оказать на них никакого влияния. Возможно, что изменение значений углеродного коэффициента для твердых углеводородов и не подчиняется той же закономерности, которая характеризует изменение величины этого коэффициента для углей при региональном метаморфизме отложений, однако при достаточном количестве данных, несомненно, удастся установить определенную зависимость и для твердых углеводородов. Большим недостатком при использовании этой зависимости в этих целях явится то обстоятельство, что твердые углеводороды [нафтиды] встречаются очень редко.

Другие различные признаки. Существует целый ряд литологических признаков, по которым можно судить о степени регионального метаморфизма [катагенеза]. Мягкие, пластичные, лишенные трещин породы указывают обычно на низкую степень вторичных изменений (исключая те, которые обусловлены выветриванием). Наоборот, широкое развитие твердых [hard] глинистых пород и песчаников, а также сильной трещиноватости, особенно в глинистых сланцах [shales] обычного типа, указывает на значительный региональный метаморфизм. Присутствие горячих источников и гидротермальных металлоносных образований, как правило, указывает на условия, неблагоприятные для нефте-газоносности. Очень неблагоприятным признаком является также обилие кварцевых жил.

Определение степени регионального метаморфизма по физическим и химическим свойствам глинистых сланцев. В настоящее время наиболее обещающими методами определения степени регионального метаморфизма, помимо тех, которые связаны с изучением углей, считаются методы, основанные на определении некоторых физических и химических свойств глинистых пород. Полезные результаты могут быть получены при изучении количества и типов различных новообразований, возникающих при метаморфизме в сланцах (серицит, каолинит, эпидот, хлорит и дикит), а также выяснение характера изменений глинистых минералов. Другим эффективным методом, позволяющим решить проблему, является определение таких физических свойств сланцев, как сопротивление раздавливанию, пластичность и плотность.

* Под твердыми углеводородами автор понимает более обширную группу твердых нафтидов, далеко не всегда состоящих только из углеводородов или хотя бы содержавших их в преобладающем количестве. См. дополнение на стр. 47. *Ред.*

Содержание воды, само по себе, также может быть полезным в этом отношении. Хорошим показателем регионального метаморфизма глинистых пород является скорость прохождения в них сейсмических волн.

Вопрос об использовании в данных целях некоторых физических свойств глинистых пород рассматривался в работе Дж. Уилсона (John H. Wilson) (391). Дж. Уилсон утверждает, что если глинистые породы, которым сопутствуют ископаемые угли, величина углеродного коэффициента для которых меньше 60%, поместить в воду, то они совершенно размокают, в то время как глинистые породы из отложений, содержащие угли, характеризующиеся значениями углеродного коэффициента выше 60%, не размокают в воде и последняя не становится мутной. Использование свойств глинистых пород для определения степени регионального метаморфизма представляет большие удобства в том отношении, что они распространены весьма широко. Существенным же недостатком является способность глинистых пород легко поддаваться выветриванию, а поэтому во многих районах приходится пользоваться образцами из недр.

Глинистые породы являются хорошим геологическим манометром, а угли — термометром (M. und R. Teichmüller). По степени уплотнения первых и «метаморфизму» вторых можно судить о глубине захоронения осадочных отложений и испытанных ими давлении и температуре. Для районов сравнительно спокойного залегания слоев и отсутствия проявлений магматических процессов можно дать следующую ориентировочную таблицу.

Глубина погребения, *м*	Абсолютная пористость глин	Объемный вес абсолютно сухих глин	Стадийный тип углей	
500	35—30	1,75—1,9	Ранние стадии	Бурые угли
750	32,5—27,5	1,82—2,0		
1 000	30—25	1,9—2,05	Средние стадии	
1 500	26—22	2,01—2,1		
2 000	22—10,5	2,08—2,24	Поздние стадии	
3 000	17,5—14	2,23—2,36	Длиннопламенные	Каменные угли
4 000	13,5—11	2,32—2,44	Газовые	
5 000	11—8,5	2,43—2,58	Паровичные жирные	
			Коксовые	
7 500	5—1,5	2,57—2,71	Паровичные спекающееся	
			Тощие	
10 000	1—0,1	2,67—2,74	Антрациты	
			Графитизация	

Глава 14

СВЯЗЬ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА С НЕСОГЛАСИЯМИ

Введение

Установлено, что несогласия играют большую роль при аккумуляции нефти и газа. Во многих случаях ловушки, в которых накапливаются нефть и газ, непосредственно связаны с несогласиями в разрезе, или же благодаря несогласиям создаются условия, благоприятные для образования ловушек. Характер таких ловушек изучен довольно хорошо. Несогласия могут способствовать аккумуляции нефти и газа также благодаря тому, что они приводят к контакту материнских пород с коллекторами, и тем самым создают возможность миграции нефти и газа в последние. Одной из целей настоящей главы является суммирование всех данных о несогласиях, рассеянных в других главах книги.

О значительном влиянии угловых несогласий на характер образующихся структур и, вследствие этого на процессы аккумуляции нефти уже упоминалось в главе 7. В общем влияние несогласий на накопление нефти скорее благоприятное, чем неблагоприятное, при условии, что региональные процессы и степень эрозии ниже несогласия не слишком значительны. Присутствие нескольких слабо выраженных несогласий увеличивает возможность образования ловушек; ниже несогласий могут находиться сбросы и антиклинали, которые не наблюдаются в поверхностных обнажениях. По несогласиям можно также определять возраст складчатости и время формирования сбросов; и те и другие могли образоваться до отложения пород, залегающих над несогласиями. Например породы, залегающие ниже углового несогласия, изображенного на рис. 5-5, были смяты в складки до того, как над ними отложились пермские слои.

Интерпретация данных о тектонике площади во многом определяется по присутствию или отсутствию угловых несогласий. Ниже поверхностей угловых несогласий структура может быть целиком отличной от поверхностной, в результате чего структур-

ное картирование пластов, залегающих над несогласием, является бесполезным.* Однако на некоторых площадях складки выше и ниже поверхности несогласия имеют приблизительно одни и те же осевые плоскости, в результате чего однообразие структуры выдерживается на большую глубину.

Типы ловушек при несогласиях

Покрывающие породы. Развитие ловушек, обусловленных несогласиями, связано с целым рядом геологических процессов и условий. В первую очередь, сюда следует отнести часто встречающееся при несогласии изменение литологии пород, благодаря которому скопления нефти и газа локализуются в горизонте, залегающем непосредственно под несогласием. В мощных толщах, состоящих из согласно залегающих свит проницаемых известняков или доломитов, могут отсутствовать хорошие покрышки, препятствующие восходящей миграции нефти и газа. Если в кровле такой свиты имеется несогласие и непосредственно над ним залегают глины или другие непроницаемые породы, нефть и газ, поднимающиеся вверх по проницаемым известнякам и доломитам, будут накапливаться как раз под поверхностью несогласия. Следует заметить, что подобные условия еще не образуют законченную ловушку, а только лишь определяют возможный нефте- или газоносный горизонт.

Образование коллекторских пород при несогласиях. Если море вторгается на сушу после периода эрозии, то первыми должны отлагаться песчаные породы или конгломераты. В тех случаях, когда над базальными горизонтами отлагаются морские глины, последние впоследствии могут служить или покрышкой, завершающей образование ловушек, или нефтематеринскими породами. Нефть и газ могут также мигрировать в эти базальные песчаные породы из пластов, залегающих ниже поверхности несогласия. Если нет перекрытия непроницаемыми пластами, то наличие несогласия само по себе не обусловливает образование ловушки в вышележащих породах, но несогласие может создать благоприятные условия для накопления нефти и газа в каких-либо других стратиграфических горизонтах.

* С этим выводом автора нельзя согласиться. Хотя нередко при наличии структурного несогласия картирование поверхностных слоев не дает прямого указания о структуре нижнего комплекса, все же довольно часто удается установить косвенную связь между структурами нижнего комплекса и рядом особенностей верхнего (условия залегания, литология и др.). При наличии нескольких фаз тектонических движений изучение верхнего комплекса позволяет установить характер последних тектонических движений. Таким образом, во всех случаях картирование верхних горизонтов следует производить. Лишь степень детальности этого картирования должна быть различной в зависимости от связи структур верхнего и нижнего этажей. *Ред.*

Аккумуляция в рукавообразных залежах. * После складкообразования или подъема какого-либо участка земной коры, седиментация может начинаться с отложения песка в руслах и долинах, прорезывающих более древние образования. Иногда такие русла [выполненные песчаными породами] представляют собою результат местных несогласий, образовавшихся в то время, когда в окружающей пойме еще не закончилось накопление осадков. Залежи нефти и газа в рукавообразных отложениях обычно являются вытянутыми, узкими и извилистыми в плане, а коллекторы имеют плоскую кровлю и основание их прогнуто книзу. На рис. 14-1 дан поперечный разрез идеального русла, а рис. 15-10 изображает поперечный разрез действительного русла.

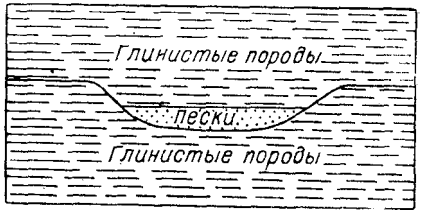


Рис. 14-1. Поперечный разрез песчаной линзы. Песок выполняет русло. Показан перерыв в отложении осадков.

Ловушки, связанные с изменением пористости пород. Многие крупные ловушки, содержащие скопления нефти и газа, образовались в результате растворения, происходящего при эрозии, протекавшей во время перерыва в осадкообразовании. Безусловно, этот процесс характерен, главным образом, для растворимых пород, таких как известняки и доломиты. Однако в редких случаях породы, являющиеся обычно нерастворимыми и непроницаемыми, как например граниты и другие изверженные и метаморфические образования, могут в результате выветривания стать достаточно проницаемыми для продуцирования нефти и газа. Во многих случаях известняки обладают некоторой первичной пористостью и проницаемостью, увеличивающимися в процессе растворения в период выветривания. Некоторые примеры ловушек, образовавшихся в выветрелых известняках, залегающих ниже поверхностей несогласия, представлены на рис. 14-2. Свиты *A*, *C* и *F* состоят из известняков или доломитов, которые вследствие их текстуры или состава в процессе выветривания не стали пористыми или проницаемыми. Породы свиты *B* являются пористыми и проницаемыми только там, где они в течение долгого времени выступали над уровнем вод бассейна. Предполагается, что эти породы сравнительно устойчивы к эрозии, в результате чего они образовали погребенный выступ. В располагающейся над уровнем вод части погребенного выступа породы в результате выщелачивания стали пористыми и проницаемыми, и поэтому

* Автор пишет в «каналах», «руслах», «проливах» — channels. *Ред.*

у кровли погребенного выступа образовалась нефтяная залежь. Породы свиты *D* вследствие своего состава или частичного сохранения первоначальной проницаемости в результате растворения стали пористыми на некотором расстоянии вниз от поверхности несогласия. Образовавшаяся в этой свите нефтяная залежь вниз по падению оконтуривается краевой водой. Породы свиты *E* являются пористыми только на незначительном расстоянии от первоначальной поверхности, ниже которой [под скоплением нефти] в небольшом количестве имеется вода.

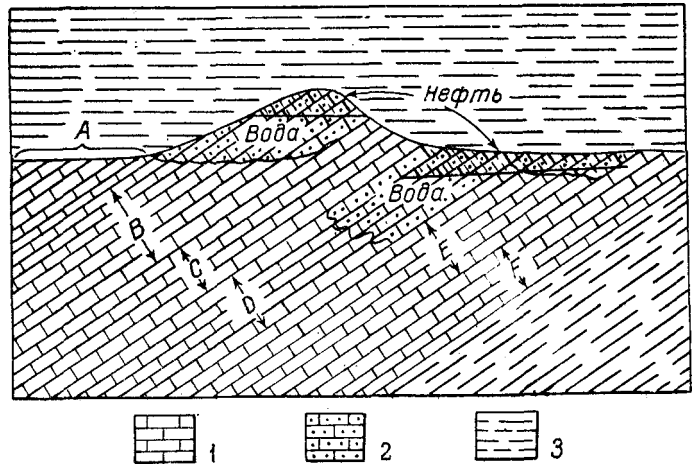


Рис. 14-2. Ловушки под поверхностью несогласного залегания, образовавшиеся в зонах древнего выветривания известняков.

1 — известняки, лишенные пористости; *2* — пористые известняки; *3* — глинистые породы [shale].

Ловушки, связанные с погребенными выступами. * Ловушки, образование которых связано с погребенными возвышениями, встречаются довольно часто. Рис. 14-3 иллюстрирует некоторые типы ловушек, связанных с погребенными выступами (при несогласиях). Предполагается, что выступ состоит из непроницаемой породы, например, гранита.

Под действием уплотнения песчаные породы над погребенным выступом образуют антиклиналь, в результате чего непосредственно над вершиной этого выступа окажется хорошая ловушка для нефти и газа. В песчаных прослоях, расположенных ниже по разрезу, ловушки образуются частично за счет наклона, возник-

* В оригинале — hills — возвышенность, холм. *Ред.*

шего в результате уплотнения, а частично за счет ограничения песчаника, вызванного вклиниванием выступа. У основания выступа могут отлагаться осадки, состоящие из песка или галек гранита, образующихся в результате его эрозии. Там, где эти осадки вверх по склону ограничиваются выступом, может образоваться ловушка.

Образованные погребенными возвышенностями естественные ловушки, в которых содержатся залежи нефти и газа, изображены на рис. 9-12, 9-15, 9-16 и 9-17.

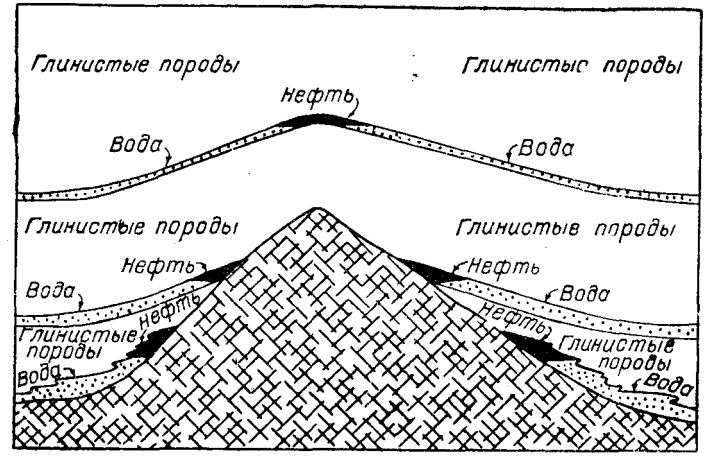


Рис. 14-3. Ловушки, связанные с погребенными выступами рельефа [hills — холмами].

Ловушки, обусловленные перерывом и перекрытием пластов. Ловушки, связанные с перерывом и перекрытием пластов, представлены на рис. 14-4. Ловушка, обусловленная перекрытием, образуется в пластах, залегающих над поверхностью несогласия на тех участках, где коллектор вверх по восстанию пересекается поверхностью несогласия. Поэтому такая ловушка имеет наклон в том же направлении, что и поверхность несогласия, только угол наклона первой будет меньше угла наклона поверхности несогласия. Коллектор покрывается непроницаемой породой; непроницаемая порода должна также находиться и ниже поверхности несогласия в месте ограничения коллектора. Ловушки, образованные хотя бы частично перекрытием при несогласии, изображены на рис. 9-12 и 9-13.

Ловушки, обусловленные наличием перерыва в отложении пластов, встречаются и под поверхностью несогласия — там, где проницаемый коллектор под углом подходит к поверхности несо-

гласия и отсекается последней.* Для образования такой ловушки непроницаемые породы должны залегать стратиграфически выше и ниже коллектора в свите, развитой под поверхностью несогласия; они должны быть также и над поверхностью несогласия в месте срезания коллектора. Нефтяные и газовые месторождения, связанные с перерывом и перекрытием пластов, являются довольно распространенными. Во многих случаях углы падения пород, залегающих выше и ниже поверхностей несогласия, настолько близки друг к другу, что различить их простым

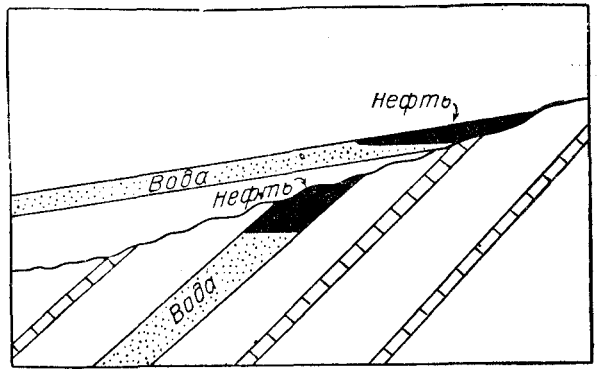


Рис. 14-4. Ловушки, возникшие вследствие перерыва в отложении осадков и несогласного перекрытия пластов.

наблюдением в отдельных обнажениях невозможно; но это различие может быть установлено по разрезам буровых скважин, разбросанных на значительной площади. На крыльях некоторых так называемых «плешивых» антиклинальных структур образуются в результате перерыва в отложении пластов особые типы ловушек.

Ловушки, образованные полностью или частично за счет перерыва в отложении осадков при несогласном залегании пластов, изображены на рис. 9-8, 9-10 и 9-11. На рис. 26-2 приведен сейсмический разрез, показывающий перерыв [в протяженности отдельных пластов] при небольшом угловом несогласии. Палеогеологические карты обычно составляются для поверхностей, существовавших после тектонических фаз, приведших к наклону [или изгибу] пластов и эрозии. Захороняясь, эти поверхности становились поверхностями несогласия, указывающими на перерыв,

* В нашей литературе такие ловушки принято называть стратиграфическими. *Ред.*

образовавшийся к тому времени, когда начали отлагаться более молодые слои. При отсутствии несогласия на геологической карте древней поверхности, существовавшей непосредственно перед перерывом, будет изображено развитие на довольно обширной площади только одной свиты. Следовательно, палеогеологическая карта, приведенная на рис. 6-7 и изображающая поверхность, возникшую до перерыва, указывает на наличие углового несогласия. Рис. 6-6 представляет собою поперечный разрез, на котором показано залегание этих пластов до отложения пенсильванских пород [расположенных выше поверхности несогласия].

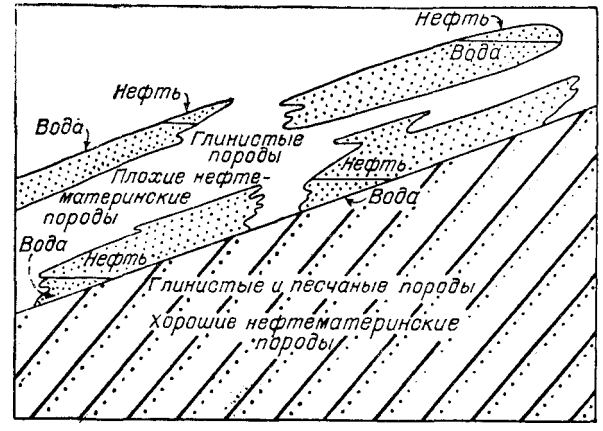


Рис. 14-5. Схематический разрез, показывающий скопления нефти в линзовидных отложениях над поверхностью несогласия.

Аккумуляция нефти в линзовидных коллекторах, залегающих над поверхностью несогласия. При наличии подходящего линзовидного коллектора, залегающего над поверхностью несогласия, нефть, мигрирующая вверх из несогласно перекрытых пластов, может аккумулироваться в ловушках, образовавшихся как раз над этой поверхностью. Идеальный пример ловушки данного типа приведен на рис. 14-5. Нефть, просачиваясь вверх из срезанных пластов, залегающих под поверхностью несогласия, накапливается в линзовидных песчаниках, располагающихся над этой поверхностью. Песчаники, залегающие непосредственно над поверхностью несогласия, почти целиком заполнены нефтью, в то время как в песчаники, удаленные от поверхности несогласия и отделенные от него относительно непроницаемыми глинистыми породами, мигрирует только незначительное количество нефти, накапливающейся в самых верхних частях линз. Конечно, совсем необязательно, чтобы нефтяные и газовые коллекторы над несо-

гласием имели форму таких линз, какие изображены на рисунке. Ловушки могут заполниться нефтью и газом, мигрирующими из глинистых пород, залегающих над поверхностью несогласия или перекрытых нефтяных пластов, как это изображено на рис. 14-4.

В процессе восходящей миграции из толщ, расположенных ниже поверхности несогласия, нефть и газ будут в первую очередь насыщать проницаемые пласты, находящиеся также ниже этой поверхности. Однако в тех случаях, когда нефтепроизводящие породы, залегающие под поверхностью несогласия, сближены с коллекторами, развитыми выше этой поверхности, возможно, что нефть и газ попадут непосредственно в такие коллекторы, минуя проницаемые породы, содержащиеся в самой нефтепроизводящей свите.

Научный Комитет при Геологическом Обществе в Тулсе (277) установил, что типы нефтей большинства стратиграфических горизонтов примерно одинаковы, но в залежах, связанных с несогласием в кровле известняков Арбокл (Arbuckle) и «Миссисипи», встречаются различные типы нефтей, что является следствием их миграции из различных материнских отложений. Действительно, у поверхностей несогласия благодаря перекрытию или срезанию пластов, коллекторы, развитые вдоль этих поверхностей, контактируют с целым рядом различных нефтематеринских свит. *

Некоторые нефтяные и газовые месторождения, связанные с несогласиями

Нефтяные и газовые месторождения, связанные с несогласиями, настолько многочисленны, что здесь можно упомянуть только небольшую часть известного их количества. А. И. Леворсен (202) рассмотрел роль несогласий в районе Мид-Континента и дал подробное описание скоплений нефти в погребенных выступах пористых известняков Хантон в районе Семинола (Seminole) в Оклахоме. Д. М. Каннингхем (G. M. Cunningham) и У. Д Клейнпель (W. D. Kleinpell) (73) считают, что месторождение Мидуэй-Сансет в Калифорнии представляет собой группу небольших продуктивных площадей, залежи в которых в значительной мере связаны с несогласиями. Нефть находится в ловушках, расположенных над поверхностью несогласия между осадками миоцена и плиоцена. Одни ловушки в плиоценовых отложениях образованы благодаря линзовидной форме залегания песчаных пород, другие — вследствие ограничения песчаных пластов круто падающей поверхностью миоценовых осадков. В центральном и западном Канзасе многие нефтяные залежи расположены ниже поверхности несогласия, наблюдающегося в основании пенсильванской системы. В этом регионе пенсильванские отложения залегают на различных стратиграфических горизонтах более древних пород, образующих погребенные выступы, часть которых сложена докембрийскими отложениями. Крупные нефтяные залежи были обнаружены в срезанных свитах, залегающих ниже поверхности несогласия, особенно в известняке Арбокл (Arbuckle). Эти залежи описаны в работах С. К. Кларка (S. K. Clark), К. Л. Арнетта (C. L. Arnett) и Д. С. Ройдза (J. S. Royds) (64), и П. Ф. Уолтерса и А. С. Прайса (P. F. Walters and A. S. Price) (375). Одно из таких месторождений изображено на рис. 9-16.

* Объяснение автора представляется мало правдоподобным. В отложениях ниже поверхности несогласия нефти нередко бывают тяжелыми, смолистыми, беспарафиновыми. Это является следствием гипергенного изменения нефтей (их выветриванием, в широком смысле слова) еще до отложения слоев, перекрывающих древнюю эрозионную поверхность. Один из примеров такого типа нефтей описан в статье Н. Б. Вассоевича, А. А. Карцева и З. А. Табасаранского «Материалы к геохимии некоторых кубанских нефтей» (Труды МНИ, вып. 19, 1957). *Ред. (Н. В.).*

Глава 15

УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Введение

Геолог-нефтяник большую часть своего времени затрачивает на изучение стратиграфии и связанных с ней вопросов. А. И. Леворсен (205) отмечает: «По всей вероятности, наиболее важным явлением последнего десятилетия, явлением, которое находится еще в начальной стадии развития, надо считать неуклонно возрастающее использование кусочков породы с забоя, образцов керна, результатов электрокароттажа и всех видов детальных стратиграфических исследований». Хотя немалая доля работы геолога-нефтяника связана с картированием нефтеносных площадей, выяснить их структуру нельзя до тех пор, пока не будет проведена корреляция буровых разрезов, что невозможно, в свою очередь, без тщательного изучения стратиграфии.* По общему мнению геологов-нефтяников, важная роль стратиграфии в нефтяной геологии будет скорее возрастать, а не уменьшаться, отчасти из-за того, что эта область не является настолько изученной и разработанной, как например структурное картирование, а отчасти также потому, что в будущем будут открываться нефтяные месторождения, связанные скорее со стратиграфическими, нежели со структурными ловушками.

Безусловно, полное изложение стратиграфии в рамках одной главы невозможно, так как стратиграфия представляет собой науку, для полного изложения которой потребовалась бы, по меньшей мере, целая книга. Тем не менее, упоминание о некоторых характерных чертах стратиграфических исследований, ввиду их особо важной роли в нефтяной геологии, является необходимым; желательно также показать, каким образом работа в области стратиграфии включается в общую программу нефтяной разведки.

О целях стратиграфических исследований

Наиболее важной задачей, стоящей перед стратиграфическими исследованиями, является корреляция разрезов скважин. В сравнительно мало изученных районах, исследование осадков

* См. стр. 10.

может быть связано с определением их нефте-газоносности, а стратиграфические исследования могут проводиться с целью определения глубины, на которую необходимо вести бурение, и выделения подлежащих опробованию перспективных горизонтов. С другой стороны, важность стратиграфических исследований заключается в том, что они помогают выяснить местоположение площади развития осадков, перспективных с точки зрения возможной нефте-газоносности.

Целью изучения осадков также являются поиски стратиграфических ловушек, в которых возможно накопление нефти и газа. После открытия месторождения изучение стратиграфии и тектоники проводится параллельно с целью определения размеров залежи, что необходимо для заключения арендных договоров, а также для оконтуривания и разработки месторождения с минимальным количеством сухих скважин. Во время разработки месторождения особенно интенсивно изучается стратиграфия продуктивных толщ для того, чтобы, во-первых, определить, является ли залежь сплошь продуктивной или на отдельных участках отсутствует вследствие стратиграфических особенностей и, во-вторых, для выяснения возможности наличия нефтяных залежей в стратиграфических ловушках за пределами разведанной площади. Как правило, подробно картируются все изменения в стратиграфических деталях продуктивных толщ, такие как мощность, пористость, проницаемость и зоны развития глинистых пород для того, чтобы повысить эффективность методов первичной и вторичной добычи нефти.

Сравнение точности структурных и стратиграфических методов определения местоположения нефтяных и газовых месторождений

В настоящее время местоположение большинства новых нефтяных и газовых залежей определяется при помощи структурных методов.

Часто высказывается предположение, что после того, как будут обнаружены все залежи на антиклиналях, нахождение новых нефтяных и газовых месторождений будет возможно лишь при помощи стратиграфических методов, так как открываемые залежи связаны со стратиграфическими ловушками. Поэтому необходимо сравнить точность структурных и стратиграфических методов поисков новых нефтеносных площадей. Главное различие методов заключается в том, что структурный метод позволяет наметить какое-то определенное место, обычно свод антиклинали, как наилучшее для выяснения нефтеносности, а при помощи стратиграфических методов оконтуривают площадь или зону, являющуюся благоприятной с точки зрения возможной

нефтеносности. Если данные структурного исследования являются довольно точными и для их проверки требуется обычно одна скважина, * то для подтверждения выводов о перспективах, высказанных на основании стратиграфических исследований, как правило, необходимо бурение целого ряда скважин. Эти соображения будут иметь важное значение в будущем, когда поиски нефти в стратиграфических ловушках станут обычными.

Выяснение общих условий и обстановок осадкообразования. Их влияние на решение вопросов нефтеносности

Одной из задач стратиграфических исследований является определение того, насколько условия образования данной толщи или свиты, или серии были благоприятны для накопления нефти или газа в промышленных количествах. С этой точки зрения весьма важными факторами являются наличие удовлетворительных коллекторов и материнских пород и их взаимоотношение друг с другом. Обнаружение коллекторов проводится довольно легко; что же касается распознавания материнских пород, то здесь не существует каких-либо установленных прямых методов и их присутствие определяется лишь косвенным путем. Обычно отправным пунктом при таких поисках служит площадь, на которой данные осадки являются продуктивными, и дальнейшие усилия направляются на то, чтобы определить, являются ли условия на исследуемой площади такими же или отличными. Во многих случаях на основании палеогеографических данных можно предсказать, в каком направлении от продуктивной площади существуют условия, благоприятные с нефтегеологической точки зрения. Такие условия наблюдаются на больших расстояниях в направлении, параллельном береговой линии и перпендикулярном к источнику сноса; иногда они сохраняются далеко по простиранию слоев.

Там, где нет нефтяных и газовых месторождений, с которых можно было бы начать исследования, и о присутствии нефти приходится судить исключительно по данным стратиграфических исследований, проблема является очень трудной и, несомненно, среди геологов возникнут большие расхождения относительно целесообразности применения того или иного метода (структурного или стратиграфического). Тем не менее, морские условия, мелководные отложения, близость к береговой линии и изобилие органического вещества, очевидно, являются все же благоприятными факторами. Присутствие подходящих коллекторов и ловушек (структурных или стратиграфических), безусловно, является обязательным.

При выборе благоприятных площадей следует принимать во внимание следующие два фактора: 1) изменение свойств пород с увеличением глубины современного их залегания и 2) глубину осадкообразования. Влияние глубины современного залегания пород, как уже упоминалось в 13 главе, не совсем ясно. В некоторых случаях песчаные и другие коллекторы на большой глубине становятся непористыми и непроницаемыми, в других же на этой же глубине они имеют вполне удовлетворительные пористость и проницаемость.

Влияние глубины, на которой происходило отложение осадков, выяснено недостаточно, но совершенно очевидно, что мелководные условия гораздо благоприятнее для развития нефтеносности, нежели глубоководные. * По всей вероятности, глубина бассейна оказывала влияние на формирование пород-резервуаров и материнских пород. Если коллектором является песчаная порода то, очевидно, во время ее формирования на дне бассейна происходило движение воды, достаточно сильное для того, чтобы уносить глинистые частицы и приносить песчаные. Основными факторами, благодаря которым происходит движение воды на дне бассейнов, являются волны, ветер и приливы. Обычно интенсивность движения воды, обусловленная этими факторами, с глубиной уменьшается, причем степень уменьшения зависит от размеров бассейна. В озерах, заливах и закрытых лагунах со слабыми приливными течениями движение воды с глубиной уменьшается настолько быстро, что отложение песчаных осадков, могущих впоследствии являться коллекторами, происходит только вблизи берега. Вдоль побережий более крупных водных бассейнов, таких как например Мексиканский залив (Голфкост), песчаные осадки могут отлагаться на значительной глубине, а на открытом океаническом побережье глубина их отложения превышает 500 футов (150 *м*). Как указывает Ф. П. Шепард (F. P. Shepard) (314), в некоторых случаях песчаные осадки могут быть начисто смыты и унесены на большие глубины через край континентального шельфа. Такие сильные течения неблагоприятны для формирования нефтематеринских пород; более подходящие для этого условия имеются в закрытых заливах и ла-

* Автор неправ: даже в том случае, если данные по строению площади являются довольно точными, для решения вопроса о нефтеносности какой-либо структуры обычно требуется не одна, а несколько скважин, так как возможны случаи «сползания» залежей на крыло, изменения свойств коллекторов, мелкие разрывные нарушения и т. п. *Ред.*

* В свете последних данных можно утверждать, что образование углеводородов происходит в любых субаквальных условиях, в том числе и в относительно глубоководных частях морских бассейнов и в пресноводных водоемах. Очевидно, лучшим критерием возможного наличия нефтяных или газовых месторождений должны быть в первую очередь прямые или косвенные признаки нефти в регионе (не обязательно непосредственно на разведуемой площади). *Ред. (Н. В.).*

гунах, встречающихся вдоль побережья. Это может являться второй причиной, обусловливающей расположение нефтяных и газовых месторождений вдоль береговых линий [первой — преимущественное развитие вдоль побережья песчаных осадков, играющих впоследствии роль коллекторов].

В результате глубокого [палеоэкологического] изучения палеонтологических комплексов иногда можно получить важные данные относительно условий осадкообразования. Для существования любого организма, представленного в данное время ископаемыми остатками, необходимы были благоприятные окружающие условия, такие, как определенный температурный режим, глубина воды, течения и определенная степень солености. В результате обобщения данных по относительно большому количеству ископаемых, можно довольно точно установить условия, в которых происходило осадкообразование. Присутствующие в осадке минералы также до некоторой степени возможно использовать для определения тех условий, в которых формировался данный осадок. Например, глауконит образуется только в морских или солоновато-водных условиях.

Имея представление об условиях, в которых происходило накопление осадков, можно решить, в какой степени вероятно образование в них нефти и газа и формирование залежей этих ископаемых.

Региональные черты осадконакопления

Региональное выклинивание. Ряд условий осадконакопления или частично связанных с ним черт, имеющих важное значение для нефтяной геологии, выдерживается на большой площади. Одной из таких региональных особенностей являются регионально-клиновидные структуры (regional-wedge structures), описанные А. И. Леворсеном (206). Структуры этого типа * образуются там, где песчаные или другие проницаемые породы, имеющие значительную протяженность, прерываются в своей верхней части поверхностью несогласия или в результате других явлений, не связанных с условиями отложения данных пород. Если нефть и газ могут свободно мигрировать на значительное расстояние вверх по восстанию, то в верхнем крае зоны выклинивания они встретят, несомненно, хорошие ловушки. Геолог-стратиграф обязан определить не только местоположение клиновидной ловушки, ** но также и установить, могут ли породы, развитые у зоны выклинивания, являться нефтепроизводящими и обладают

* Зоны выклинивания. *Ред.*

** Ловушки выклинивания, по Н. Б. Вассоевичу. *Ред.*

ли они проницаемостью, достаточной для свободной миграции нефти и газа на значительные расстояния. *

Обычно, для точного оконтуривания таких региональных ловушек и для проверки перспективности площадей необходимо бурение большого количества скважин. Зато обнаруживаемая при этом продуктивная площадь часто бывает большой или же в зоне выклинивания располагается целая группа залежей. Хотя нефтяные и газовые залежи в локальных стратиграфических ловушках (связанных с развитием песчаных линз и участков повышенной пористости) встречаются довольно часто, крупные нефтяные месторождения, расположенные в зонах срезания широко распространенных толщ, очень редки. Только немногие продуктивные горизонты такие как известняк Трентон в Западном Огайо, Вудбайн и Таскалуза (Tuscaloosa) в Техасе и Луизиане, пермский продуктивный пласт газового месторождения Панхендл-Хьюгтон, могут указывать на аккумуляцию в больших масштабах в зонах регионального выклинивания. Очевидно, достаточная проницаемость пород в таких зонах, как правило, не выдерживается на больших расстояниях и не может обеспечить широкую миграцию углеводородов, необходимую для образования залежей.

Влияние местоположения источника сноса и континентальных и морских условий осадконакопления. Влияние изменений в характере отложений в направлении к источнику питания обломочным материалом уже обсуждалось в 13 главе. Так как морская и солоновато-водная среды являются благоприятными для образования нефти и по направлению к источнику сноса имеет место переход от морских отложений к пресноводным, то можно было бы ожидать, что в этом направлении будут исчезать нефтяные месторождения при условии, что береговая линия находится в пределах исследуемой площади.

Конечно, там, где продуктивными являются несколько горизонтов, в каждом отдельном случае береговая линия может занимать различное положение, в результате чего влияние перехода от морской к пресноводной седиментации будет менее четко выражено. В районе Аппалачей, в восточной Оклахоме, на севере Центрального Техаса и в большей части Скалистых гор по направлению к области сноса увеличивается мощность нефтеносных осадков; в этом же направлении возрастает вели-

* Эти задачи не могут быть решены на основании изучения одной стратиграфии, даже в том широком ее объеме, в котором она понимается автором, т. е. включая литологию и учение о фациях. Совершенно очевидно, что на формирование таких крупных ловушек существенно влияют и тектонические движения. Поэтому указанные задачи должны решаться на основании комплекса наблюдений, в том числе тектонических и, особенно, палеотектонических. *Ред.*

чина углеродного коэффициента углей, развитых на поверхности. Поэтому в данных районах трудно провести грань между влиянием начального регионального метаморфизма [катагенеза] и влиянием условий седиментации.

В районе Голфкоста в Техасе и Луизиане мощность кайнозойских осадков, наоборот, увеличивается по направлению от источника сноса, а региональный метаморфизм на малых глубинах является незначительным. Изучение нефтяных месторождений в этих районах показало, что залегание нефти приурочено к зоне, называемой «продуктивным поясом» (a fairway), граница которой почти совпадает с береговой линией каждой толщи. Вверх по восстанию пластов от древней береговой линии, в пределах развития континентальных отложений, все толщи обычно лишены залежей нефти и газа. Эти вопросы рассматриваются в работах Г. Е. Мэрри (G. E. Murray) (241), Д. С. Малкина (D. S. Malkin), Д. Эколса (D. J. Echols) (217) и С. Лоумена (S. W. Lowman) (214).

Другим примером площади, в которой переходы от морских условий седиментации к континентальным определяют границы распространения залежей нефти, является район Восточной Венецуэлы, описанный Г. Д. Фанкхозером (H. J. Funkhauser), Л. К. Сассом (L. C. Sass) и Х. Д. Хедбергом (H. D. Hedberg) (114). В некоторых свитах этого района с переходом от морских условий седиментации к континентальным, очевидно, связана большая смолистость нефтей и постепенное их исчезновение. В других свитах газовый фактор возрастает, по мере того как осадки становятся менее морскими. По данным Л. Д. Стампа (L. D. Stamp) (332) породы нефтеносных горизонтов месторождений Бирмы образовались в прибрежных условиях, в то время как осадки пресноводных бассейнов совершенно лишены нефти.* Подобные отношения иллюстрируются рис. 15-1—15-4 и 15-11.

Региональное увеличение мощности. В связи с тем, что образование крупных геосинклиналей шло одновременно с седиментацией, каждая стратиграфическая единица имеет наибольшую мощность в том месте, где во время отложения располагалась ось геосинклинали, и от которой по всем направлениям происходит утонение пластов.** Если на поперечных разрезах геосинклиналей соединить точки, отвечающие наиболее мощным частям каждой свиты, то получатся линии, называемые линиями максимальной мощности. Как правило, линии максимальных мощностей различных свит не совпадают; происходит их смещение в сторону того или иного края геосинклинали. Так, по данным Г. Е. Мэрри (241), в Луизиане в кайнозое линии максимальных мощностей неуклонно смещались в сторону Мексиканского залива.

* Однако из этого не следует, что в пресноводных условиях вообще невозможно нефтеобразование. В последнее время накапливается все больше и больше данных, свидетельствующих о генетической связи нефтей со многими пресноводными осадками. *Ред.*

** Автор под геосинклиналью понимает любой большой прогиб. Необходимо отметить, что не всегда мощности отдельных пластов и горизонтов увеличиваются к оси прогиба (к его «дну», по автору), в случае некомпенсированного прогибания мощности, наоборот, увеличиваются к краям прогиба. Подробнее об этом см.: В. В. Белоусов «Основные вопросы геотектоники», Госгеолтехиздат, М., 1954, В. Е. Хаин и др. *Ред.*

В то время как в процессе отложения осадков линии максимальных мощностей, очевидно, находились вблизи оси геосинклинали, положение современной оси геосинклинали, благодаря наклону и последующей деформации, может и не совпадать с тем, которое она занимала в период седиментации. Последующий наклон геосинклинали смещает ось структурной мульды в направлении наклона. Чем древнее осадки, тем дальше по направлению к линии максимальных мощностей располагаются оси прогибов, наблюдающиеся в настоящее время; об этом свидетельствует увеличение расстояний между опорными горизонтами, которые отмечаются по направлению к осям прогибов.

В пределах доступной для наблюдения части Аппалачской геосинклинали мощности стратиграфических интервалов и свит увеличиваются к юго-востоку. Поэтому по девонским осадкам ось современного прогиба располагается юго-восточнее оси прогиба по пенсильванским породам. Однако во время отложения этих осадков ось геосинклинали была значительно юго-восточнее, чем ось современной структурной котловины.

Продуктивные пояса. Представляют собой пояса или зоны, в которых существуют особо благоприятные условия для добычи нефти и газа.

Этими условиями, несомненно, являются: высокие значения пористости и проницаемости, достаточная мощность коллекторов, обеспечивающая хорошую добычу с единицы площади, подходящие ловушки, структурные или стратиграфические, хорошие материнские породы и приемлемая глубина бурения. той же зоны.

В Голфкосте, где идея о существовании продуктивных поясов получает особенно хорошее подтверждение, продуктивные пояса молодых свит расположены ближе к побережью залива по сравнению с поясами более древних отложений. Таким образом, продуктивный пояс в формации Уилкокс (эоцен) расположен дальше от побережья, чем продуктивный пояс миоцена.

Это дает возможность производить проверку нефтеносности отдельных свит в пределах продуктивных поясов путем бурения

скважин на доступные глубины. Если бы продуктивный пояс формации Уилкокс располагался непосредственно под продуктивным поясом миоцена, то в этом случае для выяснения нефтеносности первого требовалось бы бурение скважин глубиной, превышающей технически доступную. Нефтяники обычно употребляют термин «направление пластов» (trend) для обозначения того, что в данной главе называется «продуктивным поясом» (a fairway); термин «продуктивный пояс» (a fairway) кажется нам более точным, так как «направление» (trend) имеет еще и другие значения.

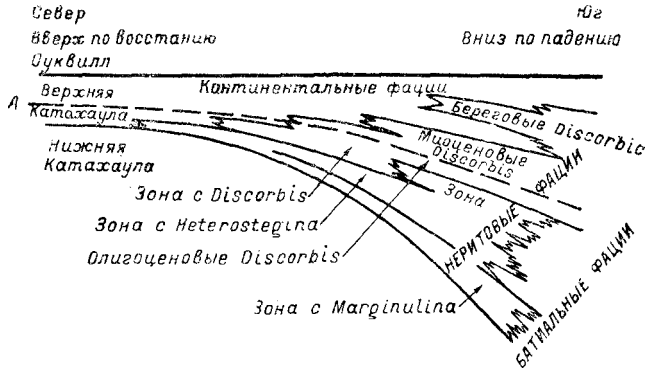


Рис. 15-1. Разрез, показывающий фациальные изменения в отложениях верхнего олигоцена Голфкоста. (По Lowman, A. A. P. G.).

Оконтуривание продуктивных поясов производится обычно путем определения направлений от уже известной продуктивной площади, на которой имеются благоприятные для формирования залежей нефти и газа условия. Если глубина залегания отложений и степень начального регионального метаморфизма пород являются благоприятными, то такие условия будут, вероятно, сохраняться в полосе, простирающейся параллельно береговым линиям, существовавшим в период отложения осадков.

Влияние прибрежных условий и других обстановок осадкообразования на залегание нефти и газа показано на рис. 15-1—15-4, взятых из работы С. Лоумэна (214). Рис. 15-1 изображает фациальные изменения верхнего олигоцена в разрезе. Осадки континентальной фации располагаются дальше остальных от современного берега залива и залегают на небольшой глубине. Ближе к морю и на больших глубинах находится зона неритовых или мелководных морских осадков, перемежающихся с континентальными и глубоководными отложениями. На рис. 15-2 дана карта, изображающая расположение этих фаций по отношению к современной береговой линии. Рис. 15-3 представляет разрез в плоскости, перпендикулярной к береговой линии, на котором видно соотношение нефтепродуктивных зон каждого яруса

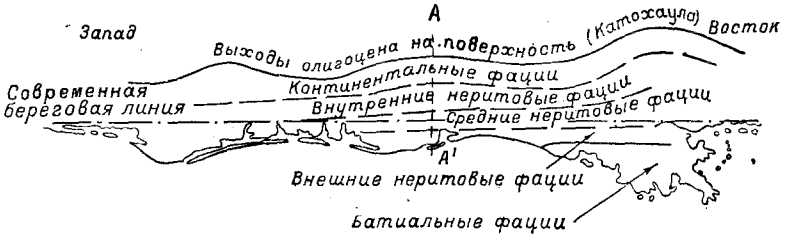


Рис. 15-2. Карта, показывающая развитие на глубине различных фаций олигоцена в одном из районов Голфкоста. (По Lowman, A. A. P. G.).

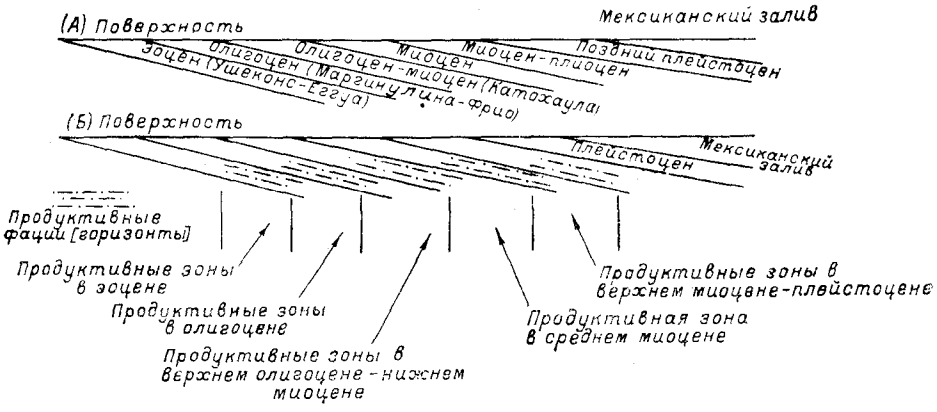


Рис. 15-3. Разрез, показывающий распределение нефтепродуктивных зон в различных нефтеносных свитах Голфкоста. (По Lowman, A. A. P. G.).

друг к другу и к современной поверхности. Нефтеносная неритовая зона во всех этих ярусах залегает приблизительно на одной и той же глубине; по счастливой случайности данная глубина оказалась вполне доступной для бурения и добычи нефти. Распространение в плане продуктивных поясов или простирания пластов в каждом ярусе изображены на рис. 15-4, на котором видно, что чем древнее отложения, тем дальше в глубь континента от современного берега располагаются продуктивные пояса.

В широких неглубоких морях, покрывавших в палеозойскую и мезозойскую эры большие части континентов на огромных пространствах, существовали мелководные морские условия, и зоны, в которых осадкообразование было благоприятным для нефтеносности, имели значительную ширину.

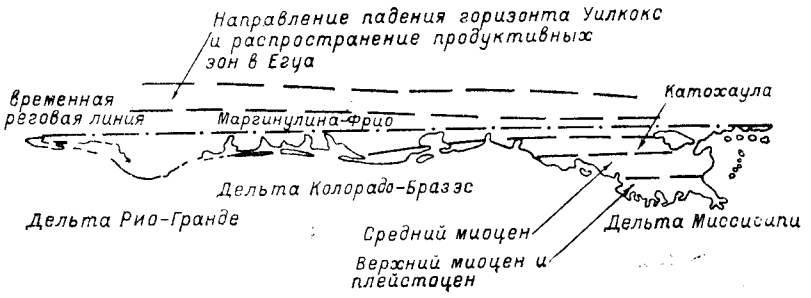


Рис. 15-4. Карта распространения продуктивных зон [поясов — fairways] в различных свитах Голфкоста. (По Lowman, A. A. P. G.).

Характерные черты локального осадкообразования

Рифы. *Определение и размеры.* Представление о роли рифов в нефтяной разведке складывалось у геологов в течение многих лет. Большим стимулом к поискам ловушек, связанных с рифами, послужило открытие в 1948 г. и 1949 г. нефтяных залежей в рифах на таких удаленных друг от друга площадях, как Альберта в Канаде и район Западного Техаса. Риф представляет собой массивное образование (rigid structure), сложенное известковыми остатками животных и растений, которое в процессе формирования выступало над прилегающим участком дна озера или океана. Настоящие рифы данного типа называются также биогермами; биостремы представляют собой осадочные отложения известкового органического материала, которые не сформировались в обособленную жесткую массу, а отложились в виде слоев. По размерам рифы варьируют от небольших, имеющих в поперечнике несколько десятых долей метра (1 фут), до гигантских масс в несколько тысяч километров длиной и несколько километров шириной. Примером гигантского рифа является Великий Барьерный риф в Австралии. Многие нефтяные залежи в рифах имеют относительно небольшую площадь распространения, но некоторые пористо-проницаемые участки в рифе достигают значительной мощности. Высота рифов часто составляет 500—1000 футов (150—300 *м*), причем довольно значительная часть этой мощности может быть продуктивной.

Типы рифов. Существуют следующие типы рифов: окаймляющие рифы, барьеры и атоллы. Окаймляющие рифы располагаются по краям материка; при развитии барьерных рифов между материком и рифами имеются лагуны. Атоллы представляют собой кольцевые рифы, окружающие лагуны. Рифы перечисленных типов встречаются на тропических островах, и многие из них находятся в районах глубоководных частей океанов. Рифы с залежами нефти и газа образовались в неглубоких морях с почти плоским дном; как правило, такие рифы были удалены от берега.

Среди рифов, содержащих залежи нефти, можно выделить два вида. К первому виду относятся изолированные, округленные или удлиненные массивы, асимметричные, имеющие стенки разной крутизны, по обе стороны от которых развиты осадки одинакового состава. Рифы другого вида возникли, главным образом, в пермское время; они имеют длинную, узкую форму и различные по характеру боковые стенки. Передняя стенка рифа, обращенная к морю или в сторону, откуда особенно сильно действуют волны и течение, крутая; у ее подножия нередко развивается значительная осыпь. С этой стороны риф растет гораздо быстрее, так как здесь более сильны течения, чище вода и больше пищи и кислорода для рифообразующих организмов. Отложения на этой стороне состоят из более крупных зерен нежели на другой; здесь отлагаются рифовая осыпь, известняковый и чистый кварцевый песок. На противоположной, или задней стороне рифа отложения более мелкозернистые, состоят из известковистого или глинистого ила. Описанный вид рифов до некоторой степени сходен с современными барьерными рифами у берегов тропических морей.

У многих представление о рифах связано с кораллами, однако ряд нефтеносных рифов не содержит совсем или почти совсем кораллов. Помимо кораллов, активными рифообразующими организмами являются также водоросли, криноидеи, мшанки и губки.

В настоящее время хорошо изучены физические условия, необходимые для существования рифообразующих организмов; для кораллов, например, температура воды должна составлять около 20° С. Немногие из рифообразующих животных или растений могут существовать на глубине, превышающей 90 *м*.

Происхождение рифов. Рифы возникают там, где рифообразующие организмы под влиянием благоприятной среды могут создавать отложения значительно быстрее, чем происходит осадкообразование на прилегающих участках морского дна. Рифы обычно окружены известковистым илом, глинистыми или песчаными осадками. Рост большинства рифообразующих организмов идет быстрее в чистой неглубокой воде при наличии волн и течений там, где среда изобилует пищей. Следовательно, чем выше поднимается риф над морским дном, тем благоприятнее будут ус-

ловия, необходимые для его роста. Постепенно риф будет подниматься до поверхности моря и распространяться на большую площадь.

Вследствие того, что рост рифообразующих организмов идет быстрее в неглубокой воде, любое локальное повышение морского дна может служить отправным пунктом для образования рифа. При росте антиклинали во время отложения осадков у ее свода глубина моря будет несколько меньше, и, следовательно, этот пункт может являться местом, благоприятным для начала роста рифа.

Способностью рифообразующих организмов развиваться в мелких водах можно объяснить стремление рифов формироваться на одном месте, друг над другом, в наиболее благоприятные для этого геологические эпохи или периоды.

Вершина старого рифа может быть только частично погребена под более молодыми осадками, в результате чего она будет слегка выдаваться над дном, образуя, таким образом, отправной пункт для формирования другого рифа. Более того, если даже риф погребен полностью, уплотнение покрывающих осадков приведет к незначительному обмелению моря как раз над вершиной погребенного рифа, что, в свою очередь, может вызвать образование нового рифа над старым. Подобная картина изображена на рис. 15-5.

Простирание рифов. В группах, состоящих из нескольких рифов, можно заметить определенную ориентировку в расположении рифов по одной линии или в параллельном направлении их длинных осей. Барьерные рифы распространяются параллельно береговой линии, а направление их может обусловливаться направлением океанических течений или направлением движения волн, или выравниванием рельефа морского дна.

Распространение рифов. Рифы широко распространены как географически — по поверхности земли, так и по вертикали — в разрезе отложений многих геологических систем. Нефте- и газоносные рифы в основном формировались в течение большинства периодов палеозойской эры, для которых характерно образование значительных залежей нефти. Высокой продуктивностью обладают девонские рифы в провинции Альберта в Канаде; месторождение Норман Уэллс (Norman Wells) в Северо-Западных Территориях (Northwest Territories) приурочено к девонскому рифу, находящемуся на расстоянии около 1000 миль (1600 *км*) от девонских рифов, открытых возле Эдмонтона (Edmonton). Между этими пунктами, вероятно, существуют и другие рифы, в настоящее время еще не обнаруженные. Значительные залежи нефти имеются в пенсильванских рифах на восточной стороне Пермского Бассейна в Западном Техасе. Много нефти добывается из рифов пермской формации Сан-Эндрис (San Andres)

на таких месторождениях, как Уинклер (Winkler), Хендрикс (Hendricks) и Ейтс (Yates) в Западном Техасе.

Составные части рифов. Соотношение различных частей рифов показано на рис. 15-5. Необходимо лишь помнить, что на рисунке приведена схема, в которой объединены признаки целого ряда различных рифов. Не следует ожидать, что все изображенные особенности будут найдены в одном каком-либо рифе. Линия *AA* соответствует кровле отложений, залегающих под рифом, являющейся почти горизонтальной или имеющей моноклинальное падение в пределах площади распространения рифа. Основание рифа, отмеченное линией *BCD*, будет горизонтальным или параллельным пластам, если его образование началось одновременно на всей площади. Если же образование рифа началось в одном месте, а затем постепенно, в процессе отложения, риф распространялся по площади, то его основание будет вогнуто кверху. Там, где риф подстилается мягкими, пластичными осадками, под действием своей огромной тяжести он может погрузиться в эти осадки, образовав в верхней их части впадину. Основная часть рифа *H* может быть массивом с едва заметными признаками стратификации. Если склон рифа крутой, то от основного массива могут откалываться куски, которые будут ска-

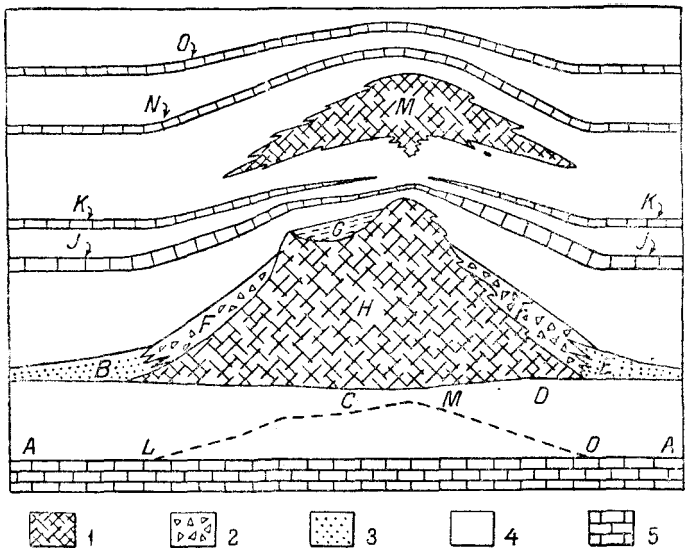


Рис. 15-5. Схема соотношения рифов с вмещающими их отложениями.

1 — риф; *2* — осыпь из пород рифа; *3* — детритусовый известняк; *4* — глинистые породы; *5* — известняк.

тываться вниз по склону, образуя у основания так называемую рифовую осыпь [брекчию] *F*.

Волны и течения могут разрушать известковый материал рифа, который, перемешиваясь с известняковым и кварцевым песком, поступающими из других источников, будет распределяться за границей основания рифа в виде слоя *E*. Рифовая осыпь и кластический материал у основания рифа образуют отложения склона, имеющие грубую и косую слоистость. Такая картина наблюдается, например, в пермском рифе, обнаруженном в Эль-Капитен (El Capitan) в Западном Техасе. Если вершина рифа достаточно широкая и пологая, то в ее понижениях могут скапливаться отложения ракушечника и известкового ила.

О пластах, покрывающих риф, иногда говорят как о «драпирующихся» по нему, подразумевая под этим то, что они повторяют неправильности, имеющиеся на верхней поверхности рифа. Так как уплотнение жесткого известняка рифа под действием собственного веса будет меньше уплотнения окружающих образований, то пласты, непосредственно покрывающие риф, будут образовывать антиклинальную складку. Как и в других антиклиналях, образующихся под действием уплотнения, каждая вышележащая свита по сравнению с нижележащей будет иметь более пологое падение и меньшую амплитуду подъема слоев. В результате такого уплотнения глубина моря над рифом будет немного меньше, чем в прилегающих частях, и в периоды временных поднятий поверхность осадков, покрывающих риф, будет подвергаться эрозии.

Следовательно, из-за эрозии или перерыва в осадкообразовании, над вершиной рифа могут отсутствовать отдельные пласты или даже свиты Примером этого является пласт *K*, выклинивающийся над вершиной рифа (см. рис. 15-5). Необходимо отметить, что полное исчезновение пластов происходит довольно редко. Так как глубина морского дна непосредственно над рифом несколько меньше, чем в других местах, над старым рифом может образоваться другой риф *M*, причем он или растет из верхушки старого рифа, соединяясь с ним, или же отделяется от него пластами нормальных осадков.

Пористость и проницаемость рифов. Вначале отложения рифообразующий материал обладает значительной пористостью, являющейся следствием образования пустот, возникающих в результате разложения мягких частей организмов, наличия незаполненного пространства внутри и между раковинами и пустот между обломками рифа и обломками известняков. Позднее пористость и проницаемость могут увеличиться благодаря деятельности сверлящих организмов, процессам растворения в периоды временных поднятий над уровнем моря, а также вследствие развития трещин и разломов, образующихся под действием тяжести покрывающих пород или тектонических сил.

Нельзя считать установленным, что рифы могут иметь пористость и проницаемость, достаточные для продуцирования нефти, лишь в результате растворяющего действия поверхностных вод. Кроме того, не следует думать, что все части рифа являются пористыми и проницаемыми. В рифах, содержащих залежи, существуют участки с очень низкой проницаемостью и, следовательно, непродуктивные; рифы могут быть непроницаемыми, вследствие отложения в их порах кальцита и доломита. Первоначальным рифообразующим материалом является, несомненно, углекислый кальций, и во многих нефтеносных рифах коллектор состоит из кальцита. В некоторых нефте- и газоносных рифах кальцит замещается доломитом. Однако если породы обладают достаточными величинами пористости и проницаемости, то, по-видимому, состав слагающих их минералов не играет роли. Как уже отмечалось, мощность пористых и проницаемых зон в рифах может достигать 500 футов (150 *м*).

Прослеживание рифов. С поверхности рифы прослеживаются значительно легче, нежели любой другой тип чисто стратиграфической ловушки. Поэтому, по всей вероятности, разведка и разработка рифов закончится раньше, чем других стратиграфических ловушек.

Антиклиналь, образовавшаяся над рифом в результате уплотнения, может быть обнаружена путем картирования на поверхности, изучения подземного рельефа или при помощи сейсморазведки. Во многих случаях при сейсморазведке могут получаться отражения от верхней поверхности рифа. Рифы можно также прослеживать по так называемым ложным антиклиналям, вырисовывающимся на сейсмограммах на глубинах, соответствующих пластам, подстилающим риф. В известняке рифа скорость распространения сейсмических колебаний гораздо больше, чем в окружающих его глинистых породах. В соответствии с этим, отражения от пластов, залегающих непосредственно под рифом, будут приходить на поверхность быстрее, чем отражения от тех же пластов на прилегающих участках, где риф отсутствует, и если интерпретаторы не знают о существовании рифа, то они могут истолковать сейсмические данные как указание на наличие антиклинали в пластах под рифом.* Таким образом, можно было

* Следует отметить, что подобная интерпретация возможна лишь в случае развития рифа среди карбонатных осадков. Если окружающие риф породы представлены некарбонатными разностями, то возможность такой ошибки весьма незначительна, благодаря резкой дифференциации скоростей распространения упругих колебаний и присутствию отражения от поверхности рифа. Хорошие данные могут быть получены при применении разработанного в СССР комбинированного метода преломленных волн. *Ред.*

бы думать, что поверхность пласта *A* (см. рис. 15-5) поднимается вдоль пунктирной линии *MO*, которая воспроизводит профиль рифа в уменьшенном масштабе. Ясно, что при бурении скважин на подобных «ложных» антиклиналях в пластах, подстилающих риф, никакой антиклинали обнаружено не будет, но при опробовании скважины можно получить притоки нефти из рифа. Несколько нефтяных залежей в пенсильванском известняке, развитом на восточном крыле пермского бассейна в Западном Техасе, было обнаружено именно таким образом, т. е. разбуриванием ложных антиклиналей в подстилающем известняке Элленбергер. О прослеживании рифов говорится также на стр. 581.

Примеры рифов. На рис. 15-6—15-8 приведены два примера недавно открытых нефтяных месторождений в рифах. Рис. 15-6 представляет составленную Д. Е. Ба (J. E. Baugh) (29) структурную карту рифа, к которому приурочено месторождение Ледук (Leduc) в провинции Альберте, в Канаде. Кровля этого рифа имеет неровности, которые трудно было бы предсказать на основании разрезов близлежащих скважин. Такие неровности в кровле продуктивных рифов встречаются довольно часто. На рис. 15-7, взятом из работы Т. А. Линка (T. A. Link) (212), дан геологический разрез этого рифа, на котором видны его очертания и высота, а также антиклиналь, образовавшаяся над ним под действием уплотнения. В зоне D_2 в этой покрывающей антиклинали содержится нефть. Очевидно, здесь мы имеем пример структурной ловушки, образованной под действием уплотнения над стратиграфическими выступами. Приведенный разрез показывает, что большая часть рифа насыщена водой и что нефтяная залежь сравнительно с газовой является менее мощной. Месторождение Ледук относится к разряду крупных месторождений с запасами, оцениваемыми в 200 млн. бареллей (27 млн. *т*). Значение этого месторождения заключается не только в размерах его запасов, но также и в том, что оно положило начало открытию ряда месторождений в рифах, развитых в этой геосинклинали.

На рис. 15-8, из работы Х. А. Ловенштайна (H. A. Lowenstein) (213), изображен разрез рифа, который дает нефть в месторождении Мэрайн (Marine), округа Мадисон, Иллинойса. Окружающие риф породы того же возраста представлены алевритистыми карбонатами, в то время как сам риф сложен почти чистыми карбонатами. На диаграммах электрокароттажа породы рифа имеют более высокое удельное сопротивление и повышенную самопроизвольную поляризацию [ПС], чем окружающие его алевритистые породы. Присутствие рифа влияло на формирование осадков в радиусе почти 2 мили (3 *км*), в результате чего состав накапливавшихся возле рифа осадков отличен от нормальных осадков, отлагавшихся вдали от рифа и не испытавших его

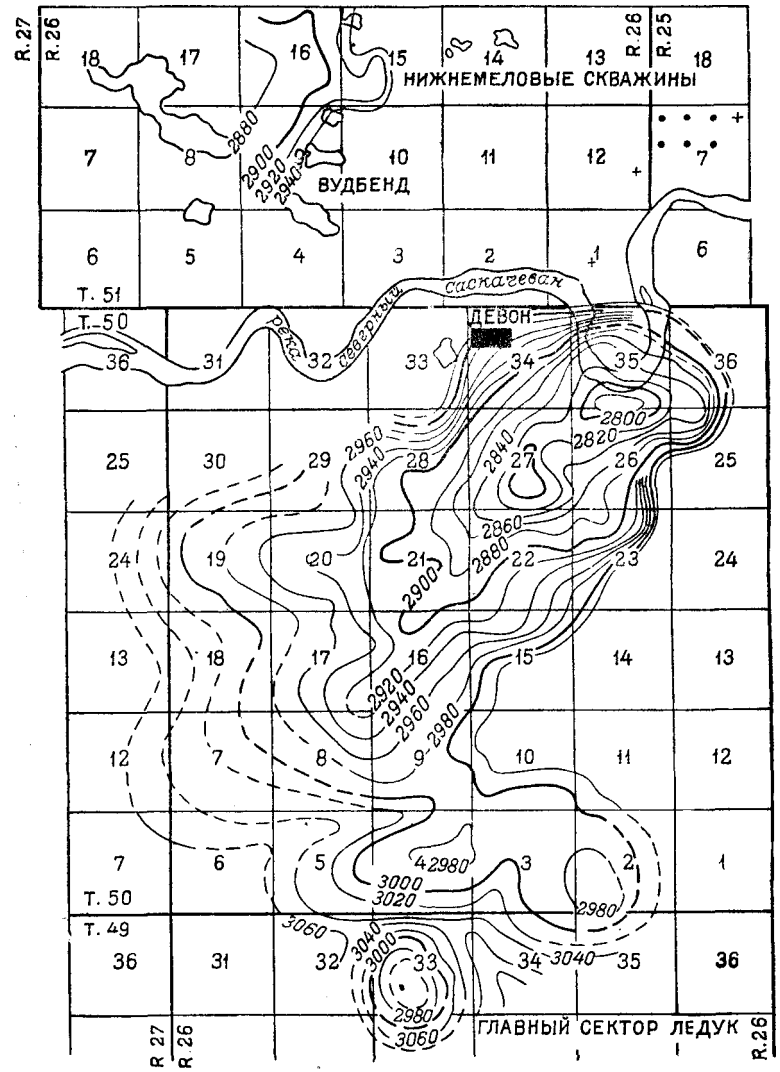


Рис. 15-6. Структурная карта месторождения Ледук, Альберта, Канада. Стратоизогипсы проведены по кровле рифа или зоны D_3. (По Baugh, Oil and Gas Journal).

влияния. Нефть добывается, главным образом, из известняков, развитых над кровлей рифа, и лишь некоторая часть добычи получается из самого массива рифа. Риф состоит, главным образом, из доломита и доломитизированного известняка.

Песчаные тела неопределенной формы. Обычно форма залегания песчаных пород, продуцирующих нефть и газ, позволяет судить об условиях их образования. Описание этих песчаных пород довольно часто встречается в литературе, так как данная тема является интересной и благодарной. Однако существует много песчаных тел, имеющих различную неправильную форму, по которой нельзя точно определить способ их образования. Не

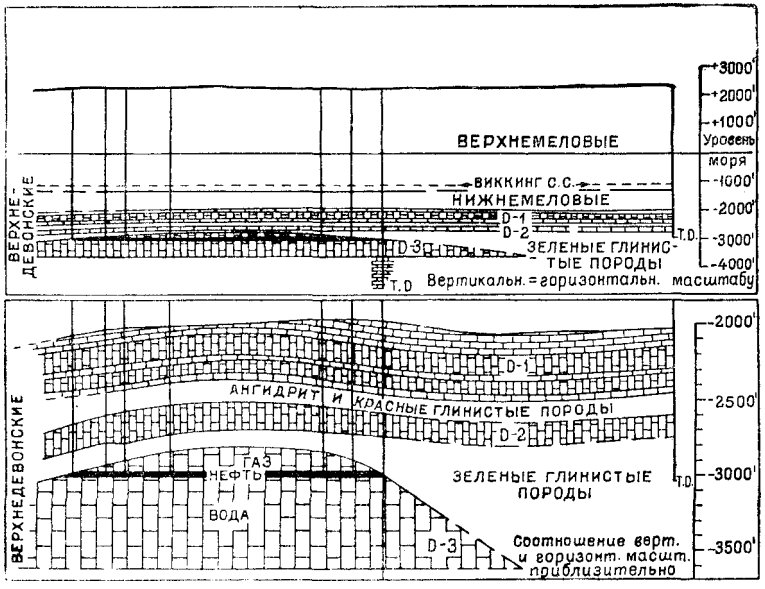


Рис. 15-7. Разрез рифа Ледук. (По Link. Geological Society of Aemerica).

удивительно, что во многих случаях форма песчаных тел не указывает на способ их образования. Возможно, многие песчаные образования не имели характерной формы еще в процессе отложения; возможно также, что любая существовавшая первоначально характерная форма была изменена под действием перемыва или эрозии или же произошло слияние песчаных осадков различного происхождения, отложившихся несколько ранее или, наоборот, несколько позже. На рис. 9-19, 9-20 и 12-12 изобра-

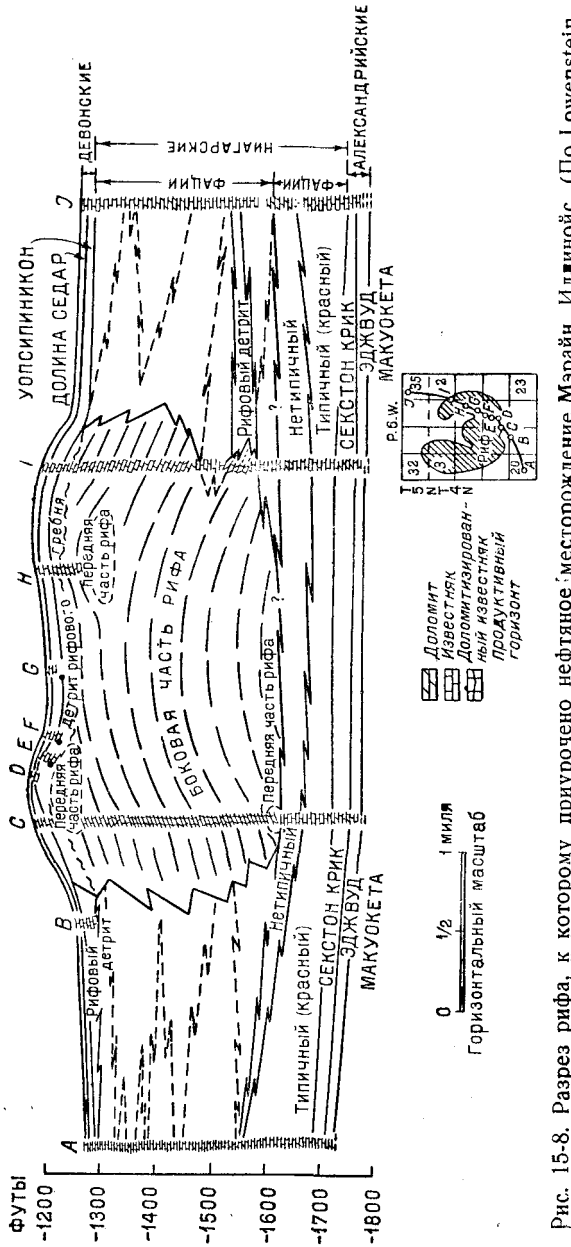


Рис. 15-8. Разрез рифа, к которому приурочено нефтяное месторождение Мэрайн, Иллинойс. (По Lowenstein, A. A. P. G.).

жены песчаные тела, форма которых не дает точного указания относительно условий их происхождения.*

Прибрежные бары и косы.** Взглянув на географическую карту побережья Голфкоста и штатов, расположенных на Атлантическом побережье к югу от Новой Англии, можно заметить целый ряд прибрежных баров, чередующихся с лагунами и участками суши. Прибрежные бары представляют собой нормальное развитие побережья с полого опускающимся дном. Так как кластические осадки, продуцирующие нефть и газ, отлагались вблизи побережья, связанного с пологим наклоном дна, то не удивительно, что прибрежные бары обычно встречаются в этих осадках и что многие из них являются продуктивными. Изучение существующих ныне прибрежных баров показывает, что они являются длинными, узкими, почти прямыми по форме; длина их варьирует от 1 *км* или менее до сотен километров, а ширина — от долей километра до нескольких километров. У устьев рек и бухт вследствие приливов и отливов между барами наблюдаются перерывы.

Обычно развиваются растущие гряды (growth ridges), представляющие низкие длинные песчаные гребни высотой всего лишь в несколько футов, идущие параллельно береговой линии. Течения, несущие песок, в конце баров могут отклоняться в сторону берега приливами, и в результате вогнутая часть бара будет развиваться в длинную отмель. Песчаные бары могут соединять острова с материком; особенно распространены бары, пересекающие заливы.

Изменения глубины воды, вызванные поднятиями и опусканиями суши, могут являться причиной миграции прибрежных баров в сторону моря или в сторону материка, в результате чего может создаться новая система баров, располагающаяся ближе или дальше от берега относительно первоначальной системы баров. Прибрежные бары легко становятся ловушками для нефти и газа, во-первых, потому что они состоят из песка, являющегося хорошим коллектором, во-вторых, они тесно связаны с материнскими породами, и, в-третьих они могут образовывать стратиграфические ловушки. Если нефтяное месторождение находится в длинном и узком песчаном коллекторе, то необходимо определить тип данного песчаного бара, потому что это поможет при разработке залежи. Нефтяные и газовые залежи в песчаных коллекторах, залегающие в виде длинных и узких лент, независимо от их происхождения, называются «шнурковыми» («shoestring») залежами. Ценные работы с описанием шнурковых залежей и песчаных баров опубликованы Н. В. Бассом (N. W. Bass) (26), Н. В. Бассом и К. Лезерокком (C. Leatherrock), В. Р. Диллардом (W. R. Dillard) и Л. Кэннеди (L. E. Kennedy) (27), Д. Л. Ричем (J. L. Rich) (279), Г. Чарльзом (H. H. Charles) (58), М. В. Боллом, (M. W. Ball) и другими (12) и Е .Т. Хекком (E. T. Heck) (149).*

Хорошим примером прибрежного бара является песчаная линза Дэвис на месторождении Хардин (Hardin) в Техасе, изображенная на рис. 9-23. На рис. 15-9, взятом из работы Н. В. Басса (26), приводится сравнение прибрежных баров пенсильванского возраста, дающих нефть в юго-восточном Канзасе, с современными прибрежными барами, встречающимися вдоль побережья Нью-Джерси (New Jersey). На рис. 15-9А бары, лагуны, заливы и болота изображены так, как они выглядят в действительности. На рис. 15-9Б черным цветом обозначены известные песчаные тела, простирающиеся вдоль линий Салярдс (Salyards) и Ламон (Lamont). Другие палеогеографические элементы (прибрежные равнины и т. д.) являются воображаемыми, но представлены они такими, какими они могли бы быть в данных палеогеографических условиях. Между шнурковыми песчаными телами и прибрежными барами Нью-Джерси существует ясно выраженное сходство. Оно проявляется в ориентировке, размерах, формах и перерывах в отложениях, развитых в Канзасе и Нью-Джерси. Мощность песчаных тел вдоль линий Салярдс и Ламон достигает 100 футов (30 *м*).

Разрезы показывают, что подошва песчаных линз является относительно ровной, а кровля выпуклой, т. е. линзы имеют форму, позволяющую предполагать, что по своему происхождению они являются прибрежными барами.

Подводные бары. Д. Л. Рич (281) описал подводные бары, представляющие собой песчаные отложения, ориентированные, в общем, параллельно линии берега, но образующиеся на большей глубине, чем прибрежные бары. Благодаря тому, что течения на значительном расстоянии от берега идут параллельно береговой линии, песчаные отложения и, следовательно, нефтяные и газовые коллекторы, вероятно, располагаются параллельно бе-

* Трудно себе представить такие песчаные тела, условия образования которых нельзя было бы объяснить. Даже образование песчаных «даек» можно считать установленным. Очевидно, автор пытается установить генезис песчаных тел только на основании их формы, да и то, судя по проводимым рисункам, только в одной плоскости. Несомненно, что в подавляющем числе случаев на основании комплексного изучения текстурных и структурных признаков, взаимоотношения с окружающими породами и других особенностей, можно выяснить условия образования песчаных тел различной формы. *Ред.*

** Вопрос об условиях образования баров освещается в работе В. П. Зенкевича «О происхождении береговых валов и лагунных берегов». Труды Института Океанологии, АН СССР, т. XXI, М., 1957. *Ред.*

* Впервые «шнурковые» залежи были описаны И. М. Губкиным среди месторождений северо-западного Кавказа. *Ред.*

реговой линии, даже если они удалены от нее. Подводные бары, очевидно, более распространены, нежели прибрежные, но изучены они слабее, так как исследование их является довольно трудным в связи с расположением их под мощной толщей воды.

Русловые отложения (Channel deposits). Отлагающиеся потоками в извилистых руслах осадки могут сохраняться при усло-

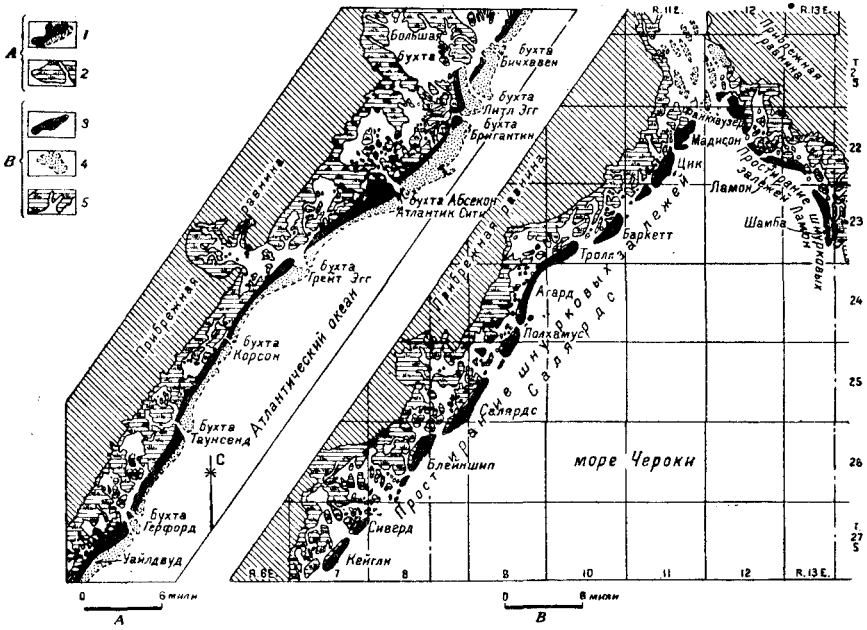


Рис. 15-9. Сравнение современных прибрежных баров, развитых вдоль побережья Нью-Джерси, с „шнурковыми" нефтяными месторождениями Салярдс и Ламон в юго-восточном Канзасе. (По Bass, Kansas Geological Survey).

1 — прибрежный бар. Черным показана надводная часть, точками — подводная часть; *2* — болото, лагуна и протоки; *3* — „шнурковое" песчаное тело; *4* — предполагаемый песчаный бар, образующий мель в бухте; *5* — предполагаемое болото, лагуна и протоки.

вии постепенного заполнения долин. В периоды временного поднятия потоки могут врезаться в долины и отлагать осадки в руслах, располагающихся в свитах морских пород. Отложения самих потоков, несомненно, имеют пресноводное происхождение, хотя подстилающие и покрывающие их породы могут быть морскими. Такие русловые отложения образуют хорошие стратиграфические ловушки для нефти и газа и часто являются коллекторами в нефтяных и газовых месторождениях. Отличительным признаком подобных отложений являются их извилистые очертания, вырисовывающие путь древнего русла потока; на поперечном разрезе эти отложения имеют плоскую кровлю и выпуклую подошву,

в то время как прибрежные бары, наоборот, плоские в основании и выпуклы кверху.

На рис. 15-10 (из работы Г. Чарльза (H. H. Charles) (58) показано нефтяное месторождение Буш Сити (Bush City), в округе Андерсон штата Канзас. Это месторождение является ти-

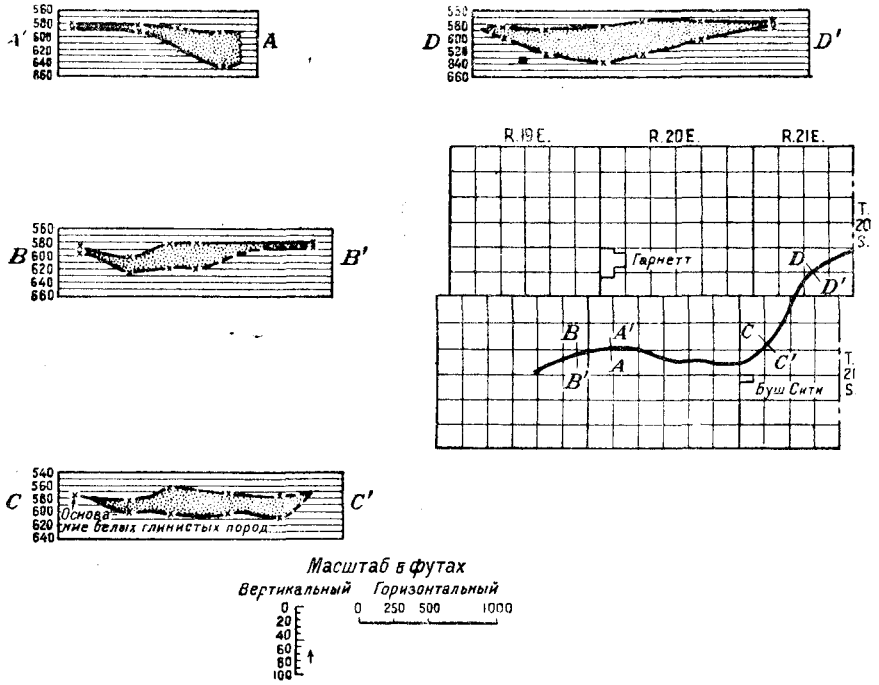


Рис. 15-10. Карта и разрезы нефтяной залежи Буш Сити, округ Андерсон, Канзас. (По Charles, A. A. P. G.). Разрезы показаны по кровле горизонта Иола.

пичным примером залежи нефти в русловых отложениях. Продуктивный песок не содержит воды, и нефть обычно встречается по всей площади его распространения; однако наиболее высокодебитные скважины располагаются там, где описанное песчаное тело пересекает антиклинали. Длина месторождения около 13 миль (21 *км*), ширина же всего лишь — около $^1/_4$ мили (400 *м*). Извилистые очертания месторождения на карте довольно ясно указывают скорее на русло реки, чем на прибрежный бар. На четырех поперечных разрезах видно, что песчаное тело, как правило, имеет выпуклое основание и относительно плоскую кровлю. Это, несомненно, является веским доказательством в пользу русловых условий отложения.

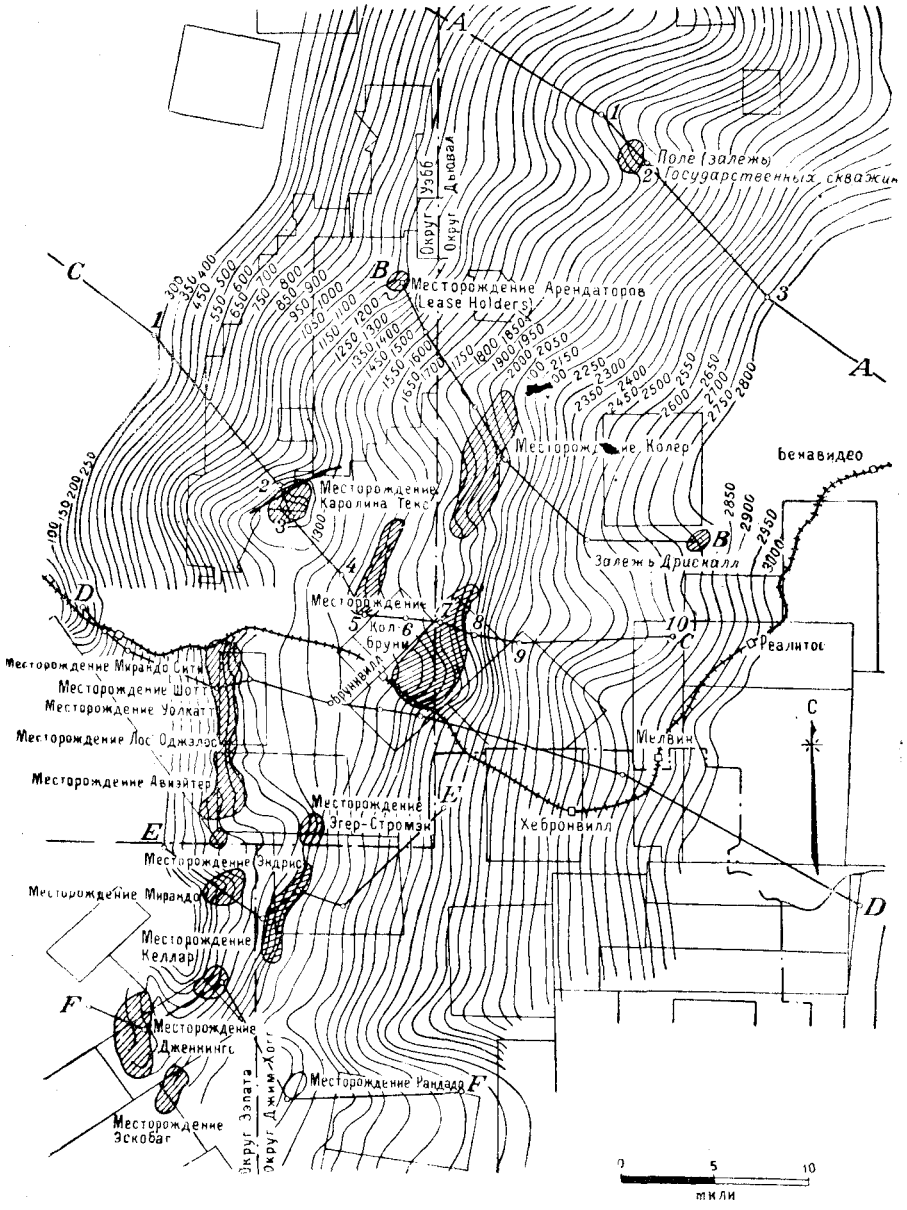


Рис. 15-11. Структурная карта нефтяных месторождений в районе Мирандо, Техас. (По Brace, A. A. P. G.). Стратоизогипсы подошвы зоны B проведены через 50 футов.

Рис. 15-11, из работы О. Л. Брейса (O. L. Brace) (43), показывает структурное положение залежей нефти в районе Мирандо (Mirando) в Техасе. Добыча в этом районе ведется из линзовидных песчаных тел в эоценовых и олигоценовых отложениях. На структурной карте видно, что ни одна из залежей, за исключением залежи Каролина-Тэксис (Carolina-Texas), не расположена в структурной ловушке. Местоположение других 15 нефтяных залежей четко определяется стратиграфическими особенностями. Общее простирание залежей почти меридиональное с незначительным отклонением к северо-востоку; оно почти параллельно современной береговой линии, а также береговой линии того времени, когда происходило отложение осадков. На основании структурной карты и очертаний залежей можно предположить, что последние приурочены к морским песчаным телам, параллельным береговой линии, таким, как прибрежные и подводные бары и литоральные отложения.

Разумеется, структурное картирование принесло бы мало пользы при поисках месторождений данного типа. Открытию новых подобных месторождений способствовало бы изучение в буровых скважинах данных о залегании песков и бурение по линиям простирания выявленных песчаных тел. Но, безусловно, требуется большое количество сухих скважин для обнаружения нефтяных залежей данного типа.

Линейное расположение коллекторов и его причины

В ряде районов заметна тенденция отдельных залежей нефти располагаться параллельными рядами или быть вытянутыми в одном и том же направлении. Эта линейность может быть вызвана тектоническими или седиментационными, или же одновременно и теми и другими факторами. Во многих случаях причиной линейного расположения является то, что залежи связаны с древними подводными барами. Геологи-нефтяники широко используют линейность в расположении залежей при бурении поисковых скважин, оконтуривании и определении размеров залежей после их открытия. При использовании линейности, конечно, желательно знать, чем она обусловлена: тектоническими или седиментационными причинами, так как в некоторых местах вызванная ими ориентировка будет различной.

Использование карт изопахит и палеогеологических карт

Как уже упоминалось выше, карты изопахит полезны в том случае, когда конфигурации стратоизогипс по разным горизонтам неодинаковы, вследствие изменения мощности заключенных между ними отложений. Карты изопахит оказывают помощь

также при изучении деталей строения продуктивных горизонтов, как для определения их простирания, так и для решения вопросов, связанных с проблемой вторичной добычи.

Значение термина «палеогеологическая карта» (paleoareal) объяснялось на стр. 10. Палеогеологические карты используются для определения времени формирования структур (можно установить связь резервуаров с несогласиями) и для определения площадей, в пределах которых имеются ловушки, образующиеся вследствие перерыва в протяженности пластов. В общем, палеогеологические карты больше отражают результаты эрозии, перерыва и другие структурные особенности, связанные с несогласием, чем особенности осадкообразования, о которых идет речь в данной главе.

Связь нефтяных и газовых месторождений с береговой линией

О значении термина «береговое месторождение».* Хотя во многих случаях связь нефтяных и газовых месторождений с древней береговой линией выражена довольно ясно, иногда накопление нефти приписывают влиянию береговых линий там, где не существует данных, подтверждающих подобные выводы. Поэтому необходимо рассмотреть, что же характеризует береговую нефтяную залежь. Решая вопрос о том, принадлежит ли данное месторождение к типу берегового, нельзя особенно полагаться на материнские породы, потому что методика их распознавания разработана очень слабо. При определении типа накопления следует исходить из связи коллекторов и ловушек с береговой линией. Прибрежные бары, береговые морские отложения, косы, излучины и ловушки, образованные береговой линией, настолько тесно связаны с ней, что нефтяные залежи, заключенные в них, можно отнести к типу береговых залежей.

Морской песок, обычно имеющий большую площадь распространения, отлагается в море только до береговой линии. Если континентальные отложения и породы, залегающие над песками, являются непроницаемыми и если поверхность имела наклон в сторону моря, то в береговой зоне образуется ловушка.

Для того, чтобы доказать, что залежь заключена в береговой ловушке, потребовались бы данные, показывающие, что распространение коллекторов ограничивалось берегом и что образование их не происходило в море, как это имеет место в случае подводного бара. Однако доказать это трудно, и едва ли можно найти такое месторождение, которое являлось бы примером, полностью отвечающим условиям берегового месторождения. В некоторых работах высказывалось мнение о том, что существует несколько месторождений данного типа, однако подобное утверждение не было подкреплено убедительными фактами. Залежи в коллекторах, отложившихся в пресной воде, и ловушки, образованные вследствие перерыва в осадконакоплении ниже поверхности несогласия, не относятся к ловушкам береговой линии, а поэтому к залежам, заключенным в этих ловушках, не следует применять термин «береговая залежь».

* Буквальный перевод — месторождение береговой линии («shore — line» field). *Ред.*

Значение условий в береговой зоне. Морские или солоноватоводные отложения вблизи береговой линии, несомненно, являются исключительно благоприятными для накопления нефти и газа. Во всем мире нефтяные и газовые месторождения в большинстве случаев приурочены именно к отложениям данного типа. Известно, что мощные отложения исключительно пресноводного происхождения гораздо менее перспективны в отношении нефти и газа. Основной причиной, обусловливающей приуроченность месторождений нефти и газа к береговым линиям, является совместное залегание материнских пород и коллекторов и наличие подходящих ловушек.

Песчаные породы, образовавшиеся вблизи берега, в большинстве случаев чище, лучше отсортированы и более проницаемы по сравнению с песчаными породами, отлагавшимися в континентальных или глубоководно-морских условиях. Залегают они на небольших площадях, обеспечивая, таким образом, образование целого ряда стратиграфических ловушек. Хотя природа нефтематеринских осадков не является достаточно изученной, можно предполагать, что и они тяготеют к прибрежным обстановкам. Во всяком случае, в бухтах, лагунах и болотах, развивающихся вблизи береговой линии, сосредоточены большие возможности для накопления различных видов органического вещества морского или солоновато-водного происхождения. В открытом океане, далеко от берега, органическое вещество будет уноситься течением или же будет более интенсивно окисляться.

Хотя прибрежные осадки и являются исключительно благоприятными для накопления нефти, значение прибрежных условий иногда переоценивается. Связь многих нефтяных залежей с береговой линией выражена недостаточно ясно, хотя они и находятся в осадках, отложившихся в неглубокой воде. Некоторые коллекторы этих месторождений первоначально отлагались на расстоянии 25—50 миль (40—80 *км*) от береговой линии в широких мелких эпиконтинентальных морях прошлых геологических периодов. Но кроме того, многие песчаные породы, из которых в настоящее время добывается нефть, очевидно, отлагались в пресной воде, несмотря на тесную связь их с морскими отложениями. Для известняковых и доломитовых коллекторов, кото-

рые стали пористыми и проницаемыми в результате процессов растворения, выветривания или за счет образования трещин, совершенно неважно, где они отлагались — вблизи берега или вдали от него.

Примеры нефтяных месторождений, связанных с прибрежными условиями. На рис. 15-1 — 15-4 приведены примеры приуроченности нефтепродуктивных зон к древним береговым линиям.

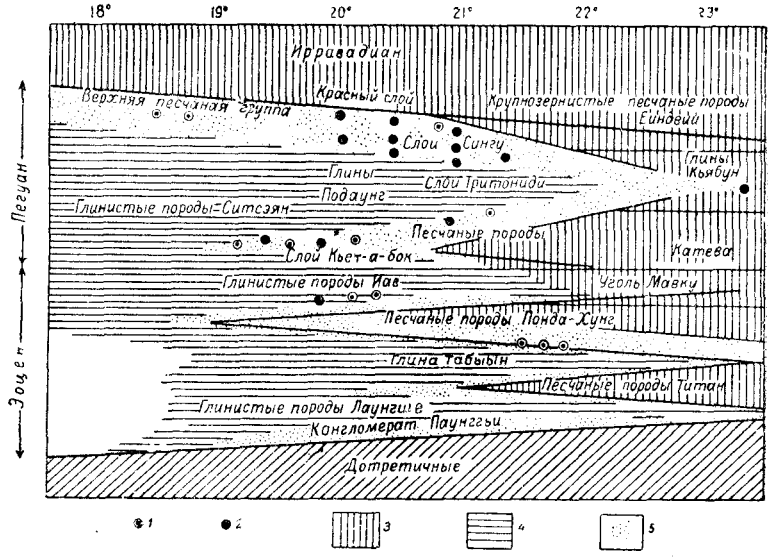


Рис. 15-12. Меридиональный фациальный разрез через нефтяные месторождения в Бирме. (По Stamp, A. A. P. G.).

1 — непромышленные нефтеносные горизонты; *2* — промышленные нефтеносные горизонты; *3* — пресноводные отложения, представленные в основном крупнозернистыми песками; *4* — морские и солоновато-водные осадки, состоящие в основном из глин.

Рис. 15-12 из работы Л. Д. Стампа (331) показывает тесную связь некоторых нефтяных месторождений в Бирме с береговой линией. В этих месторождениях нефть залегает в третичных породах, отложившихся в бухте, далеко вдававшейся в сушу. В процессе отложения свиты береговая линия несколько раз то наступала на сушу, то отступала назад, в результате чего морские отложения перемежаются с пресноводными. Рис. 15-12 показывает, что нефтепродуктивные зоны расположены в породах, образовавшихся вблизи берега. Найденные в продуктивных зонах органические остатки указывают на мелководные условия отложения. Л. Д. Стамп считает, что миграция нефти с момента ее образования была незначительной.

Трансгрессивные и регрессивные морские осадки. Вследствие изменения соотношения интенсивности прогибания и накопления осадков происходит миграция береговой линии то в сторону моря, то в сторону континента, и в результате формируются мощные толщи частично морских, частично континентальных осадков, как это имело место в геосинклиналях Мид-Континента, Аппалачей и Голфкоста. Другими словами, прогибание площади может быть непрерывным, но в какой-то промежуток времени количество поступающего осадочного материала превысит образующийся вследствие прогибания объем, в результате чего береговая линия продвинется в сторону моря. Если же прогибание идет быстрее, чем заполнение осадками, то береговая линия передвинется в сторону материка. Морские осадки, отложившиеся в наступающих морях, именуются трансгрессивными (onlaps), а осадки, отложившиеся в морях отступающих, называются регрессивными (offlaps). По утверждению Д. С. Малкина и Д. Эколса (217) в трансгрессивных осадках условия для накопления нефти обычно являются более благоприятными, чем в регрессивных. Вероятно, это объясняется тем, что отложившиеся над коллектором в трансгрессивных морях глинистые породы являются лучшей непроницаемой покрышкой, сравнительно с континентальными глинами и песчаными породами, залегающими над морскими осадками, отложившимися в отступающих морях.

Соотношение литологических и возрастных границ и границ, устанавливаемых по органическим остаткам *

Мощные серии осадков, образующихся в крупных геосинклиналях, подразделяются на ряд отдельных свит (formations). Вообще в свиты выделяют комплексы слоев достаточной мощности с тем, чтобы их было удобно картировать. Границы, отделяющие одну свиту от другой, в большинстве случаев проводятся по литологическим признакам, однако в основу выделения свит могут быть положены также данные и об ископаемых организмах. Обычно данные литологии используются везде, где это возможно, а палеонтология применяется там, где трудно провести границы по литологическим признакам. Если какая-либо свита обладает значительной протяженностью, то при этом, как правило, обнаруживаются изменения в литологии. Несомненно, эти изменения гораздо быстрее происходят в направлении, перпендикулярном к береговой линии того моря, в котором отлагались осадки (если они морские), чем в направлении, параллельном этой линии. В осадках континентального

* Этот вопрос впервые был поднят Н. А. Головкинским в 1868 г. *Ред.*

происхождения характер литологии сильнее меняется по направлению к источнику сноса и слабее — в других направлениях. Это изменение в литологическом характере отлагающихся одновременно осадков известно как изменение фаций.*

Для малых площадей не будет большой ошибкой рассматривать осадки одной свиты как одновременные образования и считать, что границы между свитами являются действительными границами во времени [синхронными]. Что же касается обширных регионов, то здесь подобная концепция может привести к крупным ошибкам, так как характер осадков, отлагавшихся в одно и то же время в разных местах, различен. Так, если море медленно наступает на сушу, то осадки в каком-либо одном месте могут состоять из морского песка в основании, за которым следуют по мере увеличения глубины воды, морские глины, сменяющиеся, в свою очередь, к кровле морским известняком. При таких обстоятельствах, вероятно, образование известняка вдали от берега и отложение песка вблизи него, а также глин между ними происходило в одно и то же время. Ясно, что в этом случае все три свиты: морской базальный песок, глины и известняк, являясь отчетливо выраженными постоянными литологическими единицами, не будут синхроничными образованиями.

Благодаря тому, что корреляция обычно производится по ископаемым остаткам организмов, можно было бы предположить, что палеонтологическое изучение этих трех свит показало бы, что на разных площадях отложение каждой из них происходило в разное время.**

Так как типы существующих организмов определялись окружающей средой, то в песчаных породах можно было бы обнаружить одну группу ископаемых, в глинах — другую, а в известняке — третью. В результате создалось бы неверное представление, заключающееся в том, что данные литологические единицы являются разновременными образованиями, и границы между ними соответствуют границам между отдельными отрезками геологического времени. С другой стороны, если какое-либо растение или животное, остатки которого содержатся в песке, глине и известняке, вымерло одновременно во всех трех зонах, то самое высокое залегание этого ископаемого можно было использовать как возрастную границу.

* Очевидно автор под термином «фация» подразумевает литофацию. О фациях в понимании американских исследователей см. сборник «Осадочные фации в геологической истории» (перевод с английского, под редакцией В. Е. Хаина. Изд. иностр. лит. М., 1953). *Ред.*

** Детальная корреляция по органическим остаткам должна сопровождаться палеоэкологическими исследованиями; см.: 1) Геккер Р. Ф. «Наставление для исследований по палеоэкологии». Изд. 2 АН СССР, 1956. 2) Ефремов И. А. «Тафономия и геологическая летопись». Труды Палеонт. инст., т. 24, 1950. *Ред.*

Совершенно очевидно, что литологические зоны и зоны ископаемых органических остатков не всегда совпадают с возрастными зонами. Поверхность или кровля осадков в любой данный момент, несомненно, является и точной временной границей, а так как слои породы отлагаются на этой поверхности, то они, следовательно, параллельны возрастным границам. Отдельные слои, если их нельзя проследить на значительное расстояние, не могут быть использованы в качестве возрастных границ, но иногда отдельный слой может распространяться на большой площади и

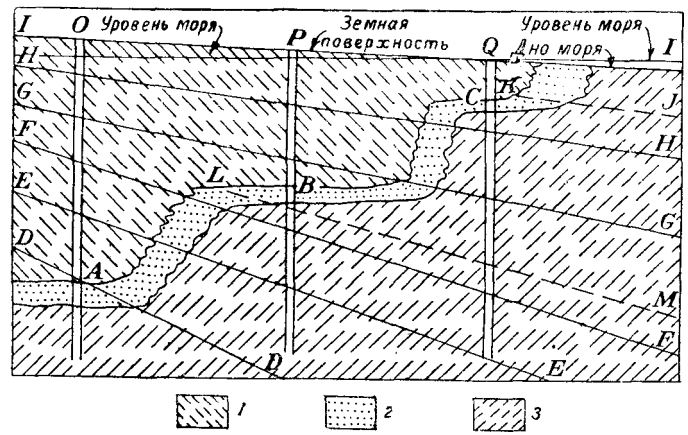


Рис. 15-13. Соотношение между литологическими единицами, палеонтологическими зонами и линиями времени — изохронами при морской регрессии:

1 — пресноводные отложения; *2* — морские песчаные слои; *3* — морские глинистые слои.

быть параллельным возрастным границам. Это обычно имеет место, когда внезапные изменения в окружающей среде, такие как например, колебания температуры или изменения солености воды приводят к гибели огромного количества организмов, в результате чего их остатки образуют заметный слой на дне моря. Выпавший вулканический пепел, избежавший эрозии, может также являться возрастной границей, которую можно проследить на большие расстояния.*

Рис. 15-13 показывает связь между литологическими единицами, зонами ископаемых органических остатков и возрастными границами при отступании моря. Береговая линия во время образования свит отодвигалась от материка, образуя регрессивное

* Проблема образования разнотипных слоев, в том числе и маркирующих, рассмотрена в работах Н. Б. Вассоевича, посвященных флишу, а также в статье «Слоистость в свете учения об осадочной дифференциации». (Изв. АН СССР, сер. геол., № 5, 1950). *Ред.*

прилегание осадков. Линии *DD*, *EE FF*, *GG*, *HH*, *II* обозначают последовательно существовавшие поверхности осадков. Таким образом, они являются возрастными границами, причем все осадки вдоль каждой линии отлагались одновременно. Слоистость пород, параллельная этим линиям, и представляет истинное падение пластов.

Предположим, что остатки морского ископаемого организма содержатся во всех изображенных морских свитах. Тогда верхняя граница распространения остатков этого организма будет обнаружена в точках *A*, *B* и *C* в скважинах *O*, *P* и *Q*. При корреляции разрезов скважин по литологическим и палеонтологическим данным можно будет установить, что точки *A*, *B* и *C* расположены в одном и том же горизонте; однако истинное падение по возрастным границам имеет направление, обратное тому, которое вытекает из корреляции.

Если какой-либо морской организм вымер на границе, представленной линией *KJ*, то самое высокое залегание остатков этого организма в морских пластах будет возрастной границей; но в указанных трех скважинах верхняя граница распространения этих остатков будет находиться в точках *A*, *B* и *C*. Следовательно, использование данных о распространении остатков этого организма поможет убедиться в том, что проведенная корреляция является ошибочной. Если другой морской организм вымер в отрезок времени, соответствующий линии *LM*, то самое высокое залегание остатков этого организма покажет истинное падение между скважинами *P* и *O*, но эта же граница между скважинами *O* и *P* не будет соответствовать истинному залеганию слоев. При проведении корреляции в подобных условиях следует осторожно пользоваться данными литологии и палеонтологии.

Глава 16

ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕНОСНОСТИ

О значении поверхностных признаков

Поверхностные признаки играют очень важную роль (на самых ранних этапах разведки) в открытии новых промышленно нефтеносных районов. А. Б. Томпсон (A. Beebe Thompson) (346) утверждал, что почти каждое нефтяное месторождение вне Северной Америки отмечено поверхностными признаками и что первоначальный интерес к этим месторождениям почти всегда стимулировался этими признаками. По мнению Ю. Де-Гольера (E. De Golyer) (81), самые первые поисковые работы на любом значительном нефтяном месторождении в США, за исключением Пермского бассейна в Западном Техасе и Нью-Мексико, были предприняты благодаря существованию поверхностных признаков. В Мексико месторождение Голден Лейн (Golden Lane) или Саут Филд (South Field) было отмечено выходами нефти, и до тех пор, пока не вступила в свои права геофизика, выходы нефти являлись лучшим показателем [guide] нефтеносности района.

Следует отметить поразительный контраст между исключительно важной ролью выходов нефти на ранних этапах разведки и тем незначительным их использованием, которое они имеют после открытия в районе нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время при составлении программы разведки нефтеносных районов в восточной части Скалистых гор поверхностные признаки обычно игнорируются. Одной из причин этого является то, что поверхностные нефте-газопроявления в свое время уже были использованы при выборе мест для заложения первых скважин. Последующие же скважины приходится закладывать уже на основе других критериев.

В районах с пологим залеганием слоев выходы нефти обычно не обнаруживают тесную или вообще связь с теми типами структур и ловушек, которые выявляются на более поздних этапах разведки.

Многие геологи-нефтяники работают в районах, где нефть и газ уже найдены; поэтому они редко используют выходы нефти и

газа при поисках новых месторождений, и им трудно понять то огромное значение естественных нефтепроявлений, которое они имеют для первоначальной оценки новых регионов. Умение использовать выходы нефти и газа при поисковых работах необходимо, так как оно может пригодиться при оценке перспективности новых областей. Кроме того, поверхностные признаки газо-нефтеносности могут быть еще полезными при разведке сильно нарушенной площади, где большинство подлежащих опробованию продуктивных участков отмечено нефтепроявлениями.

Выходы нефти

Выходы нефти представляют собой наиболее благоприятный [надежный] вид поверхностных признаков; кроме того, они имеют то преимущество перед другими признаками, что их легче всего обнаружить. Если нефть вытекает на поверхность или собирается в углублениях, то ее можно узнать по таким свойствам как внешний вид, запах и горючесть. В населенных районах местные жители обычно знают о присутствии активных выходов. Асфальтовая нефть, высачиваясь на дневную поверхность, может превращаться в асфальт, образуя при этом характерные залежи или асфальтовые озера. На поверхности воды нефть может образовывать пленку; если эта пленка достаточно толстая, то цвет ее будет коричневый или зеленоватый, если же пленка очень тонкая, то она будет вызывать световую интерференцию [иризацию]. Подобные тонкие пленки нефти очень похожи на железистую пленку («iron scum»), представляющую собой очень тонкий слой окиси железа, образовавшейся из растворенного в воде карбоната железа. Железистую пленку от нефтяной можно отличить следующим образом: если при помешивании воды части разорванной пленки сливаются снова вместе, то такая пленка образована нефтью; в случае же железистой пленки ее фрагменты не соединяются друг с другом.

Выходы газа

Нахождение выходов газа. Выходы газа очень легко обнаружить, если они находятся под водой, так как при этом видны поднимающиеся пузырьки газа. Если же газ выходит там, где нет воды, то его можно обнаружить по характерному запаху или же по шуму, производимому газом при выходе из почвы; при отсутствии указанных признаков выходы газа могут оставаться незамеченными. Во многих случаях газы на выходах горят или же горели в прошлом. Под влиянием тепла, развивающегося при горении газа, цвет окружающих пород изменяется до красноватого, розоватого или белого оттенка, а глинистые породы

[shales] иногда оплавляются. Подобное изменение пород позволяет обнаружить те места, где в прошлом имелись выходы газа; при этом, однако, необходимо помнить, что очень похожие изменения в породах происходят также в результате горения угольных пластов и под воздействием магматических интрузий.

Различение выходов поверхностного газа и газов из недр.* Одним из важных, еще нерешенных вопросов, связанных с изучением выходов газа, является вопрос о том, образуется ли выход газа в результате разложения органического вещества вблизи дневной поверхности или же его возникновение связано с более глубоко залегающими нефте- или газоносными пластами. Общеизвестно, что в результате разложения органического вещества образуется метан, а так как он способен гореть, то его можно ошибочно принять за выход газа, связанного с нефтеносными отложениями. Безусловно, выходы газа, образовавшегося в результате разложения поверхностного органического вещества, не имеют никакого отношения к нефтеносности или газоносности недр.

Выяснение геологической обстановки в непосредственной близости от выхода газа часто позволяет установить источник его образования. Газ, связанный с находящимся вблизи поверхности разлагающимся органическим веществом, часто выходит в болотах, озерах и в стоячих заболоченных участках ручьев и рек. Само собой разумеется, что газ из недр, достигая поверхности, также может выходить в озерах и реках, и поэтому присутствие органического вещества около газового выхода не всегда является убедительным доказательством его поверхностного происхождения. Газы, выходящие из сбросов, трещин и проницаемых прослоев в осадочных породах, будут, очевидно, газами, идущими из недр.

В некоторых случаях химический состав газов указывает, что является их источником. Горючие газы, образовавшиеся в результате разложения поверхностного органического вещества, состоят обычно из метана, углекислого газа и азота. Хотя углекислый газ иногда и встречается в больших количествах, высокое содержание его в природном газе [natural gas] или в газах,

* Автор противопоставляет поверхностные газы (в смысле образования их вблизи дневной поверхности) и газы, которые он именует deep-seated gas, т. е. газы, источник которых находится на глубине. Естественно напрашивается желание назвать их по-русски «глубинными газами», что хорошо противопоставляло бы их поверхностным газам. Однако с термином «глубинные газы» ассоциируются представления о газах, идущих из фундамента, лежащего в основании нормальных (т. е. не претерпевших собственно метаморфизма) осадочных пород, составляющих «осадочный чехол». Поэтому пришлось о второй группе газов говорить как о газах, идущих из недр или поступающих от отложений, залегающих на глубине и т. д., избегая термина «глубинные газы». *Ред.*

выходящих из недр, не является обязательным. Газ, происходящий из глубоких слоев, может содержать, а может и не содержать заметное количество углеводородов более тяжелых, чем метан; газ, являющийся продуктом разложения органического вещества [поверхностного], обычно лишен этих компонентов. Однако газ, связанный с почти современными [rather recent] озерными отложениями, иногда содержит этан. Газ, обладающий запахом нефти, горящий светящимся пламенем или содержащий в заметных количествах углеводороды более тяжелые, чем этан, почти наверняка поднимается из недр и является признаком их нефте-газоносности; такой газ не образуется в поверхностных отложениях [о возрасте (менее 30 000 лет) метана можно судить по содержанию изотопа C^{14}].

Проявление нефти и газа в мелких скважинах

Небольшие количества нефти, газа, асфальта и асфальтовые породы часто встречаются в неглубоких скважинах, бурящихся для получения воды. Значение таких проявлений в скважинах почти такое же, как и выходов нефти на поверхность. Если велся буровой журнал или сохранились образцы, то по скважинам можно определить происхождение нефтепроявлений гораздо лучше, чем при наблюдениях на поверхности.

Выходы асфальта

При выходе на дневную поверхность асфальтовые нефти превращаются в асфальт отчасти за счет потери летучих фракций, но, в основном, благодаря химическим изменениям — реакциям присоединения кислорода или серы. Асфальт имеет черный цвет и различную консистенцию — от вязкой жидкости до твердого асфальта, по которому можно ходить. Выходы нефтяных песков, содержащих ниже по падению асфальтовую нефть, иногда бывают отмечены на поверхности небольшими залежами асфальта и скоплениями его в полостях. Многие из этих асфальтовых залежей содержат кости животных, полоненных липким асфальтом. Хорошо известным примером образовавшегося подобным образом скопления ископаемых является Ла Бреа Пит (La Brea Pit)* около Лос-Анжелоса в Калифорнии.** Размеры большинства асфальтовых залежей, образовавшихся в местах истечения асфальтовой нефти, не превышают 30 *м* в поперечнике; однако известно несколько больших асфальтовых озер, являющихся предметом разработки. По данным Р. А. Лидла (Ralph A. Liddle)

* Дословно — «Смоляная яма». *Ред.*

** В СССР пользуется известностью Бинагадинское кладбище ископаемых, хорошо изученное азербайджанскими учеными. *Ред.*

(210) Бермудское озеро в штате Сакре (Sucre), Венецуэла, занимает площадь в 445 *га*, а озеро Питч (Pitch) на юго-западном побережье Тринидада — около 46 *га*. Эти озера являются наиболее крупными из числа известных; из обоих в течение продолжительного периода времени ведется добыча асфальта.

Асфальт, обнаруженный на поверхности, почти всегда имеет своим источником находящиеся поблизости нефтяные пласты; известно, однако, несколько случаев траспортировки асфальта по воде. Как указывает У. А. Прайс (W. Armstrong Price) (265), в Мексиканском заливе обнаружен природный асфальт, плывущий из Мексики от острова Падрэ (Padre Island) к полуострову Матагорда (Matagorda) в Техасе. Хорошо известно также, что нефть и нефтяные продукты, попадая в реки, переносятся вниз по течению на большие расстояния. Иногда нефть или асфальт, транспортируемые водой, могут захороняться в осадках, однако, в таких малых количествах, что они не могли служить существенным источником нефти или газа, обнаруживаемых теперь в месторождениях.

Асфальтовые породы

Их природа и распознавание. Породы с вкраплениями асфальта часто встречаются в осадочных толщах, содержащих залежи асфальтовой нефти. Как правило, асфальт заполняет поры пород и, следовательно, только пористые породы могут содержать асфальт в значительных количествах. Асфальт встречается как в известняках, так и в песчаниках, но в большинстве случаев он приурочен к песчаникам. В некоторых песчаниках, кроме асфальта, содержится также твердый цемент, в других же, например, в закированных (смоляных) песках Атабаски (Athabaska tar sands), асфальт является единственным цементирующим веществом, по удалении которого порода рассыпается.

Асфальт, окислы железа и марганца — все окрашивают породы в черный цвет, поэтому иногда трудно их различить только по одному внешнему виду. Характерный запах асфальта часто можно обнаружить в только что разломанном образце породы; наличие асфальта [или нефти] можно также установить, если измельченную породу размешать в хорошем нефтяном [органическом] растворителе, например, в эфире или четыреххлористом углероде, а затем, отфильтровав жидкость, выпарить ее в белой посуде. После того, как жидкость испарится, асфальт или нефть покажутся в виде темного осадка. Другой способ распознавания асфальта заключается в следующем: нагревают размельченную породу до красного каления в трубке, один конец которой запаян. При наличии асфальта ощущается запах нефти или асфальта, а на холодном конце трубки образуются масляные капли.

О распространении асфальта. Асфальтовые песчаники широко распространены там, где песчаные пласты, содержащие асфальтовую нефть, подходят к поверхности. Известны также асфальтовые отложения, вероятно, разного происхождения, в районах, где не производится добыча нефти. Некоторые из таких отложений достигают огромных размеров. Атабаскские асфальтоносные отложения [Athabaska asphalt deposits] в северной Альберте, Канада, известны как самые крупные; по некоторым подсчетам количество асфальта здесь определяется от 100 до 500 млрд. барелей (13—68 млрд. *т*). К Ф.. Барб (Clark F. Barb) (13) отмечает, что поблизости от асфальтовых разработок Саннисайд (Sunnyside) возле Прайса, штат Юта, находится обрыв, высотой в 365 *м* и длиной в несколько километров, образованный асфальтовым песком. По занимаемой площади и по количеству углеводородов [битумов] отдельные асфальтоносные отложения, очевидно, превышают залежи нефти.

О происхождении асфальтовых отложений. Существуют четыре возможных объяснения происхождения асфальтовых отложений [асфальтоносных пород]. Согласно одному из них, асфальты отлагались одновременно с вмещающими их породами; в этом случае асфальт, очевидно, образовался в результате разложения органического вещества на поверхности. Подобная гипотеза поддерживалась П. Н. Когерманом (Paul N. Kogerman) (183). Д. Д. Аттербак (Donald D. Utterback) (361) считает, что асфальт в известняках Каспер (Casper) на севере Алабамы и в известняках Анакачо (Anacacho) в Техасе образовался именно таким образом.

Согласно второму объяснению, асфальт образуется в результате воздействия тепла магматических интрузий на битуминозные осадки. Эта гипотеза может объяснить присутствие залежей асфальта вблизи интрузий, но она, несомненно, несостоятельна в случаях нахождения асфальта в районах, лишенных изверженных пород. Согласно третьей теории, отстаиваемой М. Боллом (Max. W Ball) (11), асфальт не является продуктом превращения нефти в результате ее испарения (сгущения) и химического изменения, а представляет собой вещество, образовавшееся в виде тяжелой вязкой жидкости после отложения вмещающих его слоев.

Вероятно, большая часть асфальта образовалась в результате изменения нефти на поверхности. В подобных случаях вязкость асфальта и нефти должна постепенно уменьшаться вниз по падению слоев. Иногда асфальт образует пробку в месте выхода пласта и тогда в нем ниже по падению может скопиться нефть. Путем бурения скважин, заложенных ниже по падению асфальтоносных пород, был обнаружен ряд нефтяных залежей. Как правило, такого рода залежи, образование которых полностью обусловлено асфальтовой пробкой на поверхности, очень незначительны. Асфальтовая пробка на поверхности имеется и в некоторых крупных месторождениях, однако аккумуляция нефти в их недрах обусловлена другими причинами.

Даже там, где асфальтоносные породы образовались в результате изменения нефти, вовсе не обязательно в каждом случае наличие нефтяной залежи ниже по падению слоев. Нефть, мигрируя вверх по восстанию внутри коллектора, может вблизи поверхности превращаться в асфальт, накапливающийся около выходов пластов, так как он вследствие большой вязкости не может уже перемещаться дальше. По мнению У. Рассела (298), асфальтовые отложения в западной части Кентукки образовались именно таким образом.

Грязевые вулканы

Грязевые вулканы представляют собой конусообразные возвышения, или холмы, с отверстием, или кратером на вершине, через который выходят грязь и вода, обычно соленая. По мнению Де-Гольера (81), те грязевые вулканы, которые выделяют грязь и воду без нефти или газа, не являются поверхностным признаком газо-нефтеносности района. К таким признакам следует относить только те грязевые вулканы, которые вместе с грязью и водой выделяют газ с нефтью или газ без нефти. Грязевые вулканы встречаются, главным образом, в областях развития сильно деформированных кайнозойских пород. Насколько известно, к палеозойским отложениям грязевые вулканы не приурочены. Некоторые грязевые вулканы достигают огромных размеров. По данным Г. Куглера (H. G. Kugler) (185), на Апшеронском полуострове имеется грязевой вулкан высотой в 300 *м* [Тоурагай?], а на острове Тимор грязевой вулкан имеет в поперечнике около 1750 *м*. Один из тринидадских грязевых вулканов выбросил менее чем за 20 мин. около 400 000 $м^3$ грязи.

Твердые углеводороды [твердые нафтиды] *

Асфальтит, асфальтовый пиробитум и озокерит представляют собой три вида твердых углеводородов [нафтидов]. Асфальтит и асфальтовые пиробитумы имеют черную окраску, причем асфальтит по внешнему виду и составу похож на асфальт; озокерит более светлой окраски и напоминает твердый парафин [paraffin wax]. Асфальты залегают в порах или в пористых породах таких, как песчаники, в то время как [другие] твердые наф-

* См. добавление к тексту книги на стр. 47. В тексте нами произведена замена термина «твердые углеводороды» на термин «твердые нафтиды». *Ред.*

тиды встречаются, главным образом, в виде жил. Пустоты, заполняемые твердыми нафтидами, образовались в результате действия тектонических сил или давления самих нафтидов. По сравнению с асфальтом жильные нафтиды обычно тверже, тяжелее и менее плавки; эти различия между асфальтом и [другими] твердыми нафтидами проявляются резче при начальном региональном метаморфизме [катагенезе].

Геологи склонны думать, что жильные твердые нафтиды образовались из нефти, которая претерпела определенные изменения. Вероятно, вязкость интрудированных нафтидов была меньше той, которую они имеют теперь, однако неспособность таких нафтидов просачиваться через проницаемые песчаники свидетельствует о высокой их вязкости. В общем, остается неясным, образовались ли твердые нафтиды из жидкой нефти или же они с самого начала обладали высокой вязкостью.

«Парафиновый ил»

Термин «парафиновый ил» [«paraffin dirt»] употребляется для обозначения органического роговидного вещества, похожего на резину, встречающегося на побережье Мексиканского залива. Мнения геологов о происхождении «парафинового ила» и его нефтегеологическом значении расходятся. Так, по мнению Де-Гольера (81), «парафиновый ил» связан с выходами газа и как поисковый признак играет ту же роль, что и выход газа; А. Д. Броко (Albert D. Brokaw) (45), однако, считает, что «парафиновый ил» является разновидностью торфа и что его не следует относить к числу поверхностных признаков газо-нефтеносности района. В качестве поверхностного признака «парафиновый ил» использовался, главным образом, при поисках неглубоких соляных куполов в те годы, когда геофизические методы разведки были неизвестны. В наше время с развитием геофизики поиски куполов по выходам нефти или газа потеряли свое прежнее значение.

«Парафиновым илом», или «парафинистой грязью» в США называют упругую тягучую или роговидную массу, в сухом виде темно-бурую, отчасти напоминающую, как указывает проф. М. В. Абрамович, обрывки автомобильных покрышек. «Парафиновый ил» встречается у самой поверхности почвы и глубже 0,5—1 *м* обычно уже отсутствует. Его распространение указывает на явную связь с выходами углеводородных газов. Американские исследователи установили, что это вещество лишено парафинов (поэтому его название является неправильным) и состоит из углеводов. Было высказано предположение о бактериальной природе «парафинистой грязи». В настоящее время, после классического исследования альгаритов В. А. Успенским, А. И. Горской и И. П. Карповой, установившими их бактериальное происхождение за счет окисления различных нафтидов, можно высказать предположение, что «paraffin dirt», обнаруживающий определенные черты сходства с альгаритами, представляет собой одну из разновидностей этих биогенных органических минералоидов (она может быть названа голфкоситом).

Слабые поверхностные проявления нефтеносности

Выходы газа на дневную поверхность там, где отсутствуют водоемы, должны обладать значительным дебитом для того, чтобы их можно было обнаружить без помощи особых приборов. Несомненно, существуют многочисленные слабые выделения газа, которые до сих пор не обнаружены. Возможно, что часть из них можно выявить с помощью различных приборов или химических методов. Этот вопрос рассматривается в главе, посвященной геохимии [глава 22].

Значение поверхностных признаков

Значение различных видов поверхностных проявлений газо-нефтеносности. Как правило, чем большее сходство с нефтью и газами обнаруживают поверхностные проявления [нафтидов], тем больше их значение как признаков, указывающих на нефтеносность или газоносность района. Наиболее надежными признаками являются выходы нефти и газа. Выходы нефти с парафиновым основанием указывают обычно на то, что аналогичного типа нефть будет обнаружена при бурении, а проявления асфальта и асфальтовой нефти на поверхности, безусловно, указывают на то, что в недрах нефть будет иметь асфальтовое основание. При определении ценности асфальта на поверхности как поискового признака необходимо знать, образовался ли этот асфальт в результате выветривания нефти или же он с самого начала был асфальтом, т. е. никогда не был нефтью; это важно потому, что только первый тип асфальта можно считать благонадежным признаком нефтеносности в районе. По-видимому, огромное большинство залежей асфальта образовалось из первоначально жидкой нефти, и поэтому они являются вполне надежным поверхностным признаком. Следует заметить, что выходы нефтей с парафиновым основанием по прекращении их истечения не оставляют никаких следов своего прежнего присутствия.

Выходы газа являются благоприятными поверхностными признаками лишь в том случае, если они выходят из коренных пород, а не представляют поверхностное образование. Выходы газа с высоким содержанием тяжелых углеводородов, вследствие чего он пахнет нефтью, и горящего ярким пламенем, указывают на присутствие в районе нефти. Газ, лишенный гомологов метана, не указывает на нефтеносность, хотя в этом случае он является надежным признаком газоносности (при условии, что источником его образования являются коренные породы).

Жильные углеводороды [нафтиды], по сравнению с выходами нефти и асфальтом, являются гораздо менее надежными признаками нефтеносности. Жильные нафтиды были обнаружены

в районах, где нефть отсутствует и в малоперспективных районах, хотя, конечно, они могут встречаться и там, где имеются нефтяные месторождения. Асфальтиты, будучи по химическому составу и физическим свойствам ближе к асфальту, являются, вероятно, лучшими признаками, нежели пиробитумы. Твердые нафтиды с содержанием связанного углерода, приближающегося к содержанию последнего в антраците (т. е. около 90% от веса беззольного влажного горючего), являются неблагоприятным признаком, так как они указывают на весьма высокий региональный метаморфизм.

О зависимости выходов нефти и газа от структурных и стратиграфических условий. Для того, чтобы судить о значении нефте-газопроявлений, геологу необходимо знать, мигрируют ли нефть или газ по проницаемому пласту, выходя на дневную поверхность в месте его обнажения, или же они мигрировали поперек наслоения и вышли на поверхность по трещинам или разрывам.

В первом случае выходы нефти или газа будут являться надежным признаком залегания нефти в подходящих ловушках, расположенных вниз по падению того горизонта, к которому приурочено поверхностное нефтепроявление. Разумеется, подобные условия не дают основания для бурения у выходов нефти.

Во втором случае, т. е. в случае миграции нефти и газа снизу поперек слоев, поисковое значение выходов, с точки зрения использования их для размещения разведочных скважин, будет совсем другим. Источником таких нефте-газопроявлений может быть или залегающая под ними на глубине нефтяная (газовая) залежь, или же нефте-газоматеринские отложения. Если имеются данные, подтверждающие наличие на глубине под нефте-газопроявлениями данного типа нефтяной (или газовой) ловушки, то бурение надо вести на участках, где расположены эти проявления, а не вниз по падению слоев. Очевидно, для того, чтобы понять значение выходов газа или нефти и определить, каким образом следует размещать разведочные скважины, необходимо знать геологию данной местности. Многие нефтяные месторождения были обнаружены в результате бурения вблизи выходов; известно, однако, много нефтяных залежей, расположенных вниз по падению слоев на значительном расстоянии от поверхностных нефте-газопроявлений. Известны также выходы нефти, окруженные значительным количеством сухих скважин. Изучение структуры [тектоники] и стратиграфии, несомненно, позволит снизить количество неудачных скважин, закладываемых на основе данных о поверхностных нефте-газопроявлениях.

Выходы нефти или газа представляют собой наиболее благоприятные признаки нефтеносности недр из числа тех, которыми можно располагать до бурения скважин. Тем не менее, сведения, получаемые в результате изучения естественных нефте-газопроявлений, могут быть использованы эффективно лишь при увязке их с геологическими данными. Выходы нефти и газа позволяют высказать предположение, что определенная свита является перспективной там, где имеют место благоприятные структурные условия; выходы могут указать на целесообразность опробования определенной антиклинали, к которой они приурочены; наконец, нефте-газопроявления могут просто свидетельствовать о том, что район, в котором они встречаются, вообще является нефтеносным.

Иногда нефте-газопроявления оказываются разбросанными на значительной площади структурного бассейна или геосинклинали и не связаными непосредственно с нефтяными и газовыми залежами; однако при наличии большого количества газо-нефтепроявлений и залежей первые в отдельных случаях могут случайно оказаться над вторыми. Поэтому, при достаточно большом количестве разведочных скважин, пробуренных на участке с нефте-газопроявлениями, некоторые из скважин могут совершенно случайно встретить нефтяную залежь. В таких случаях, открытие месторождения не следует ставить в прямую связь с наличием выходов нефти и газа, но не надо и забывать, что нефте-газопроявления сыграли роль в обнаружении перспективного для разведки региона. Такой окольный способ поисков нефти является малоэффективным, однако именно таким образом был открыт целый ряд нефтяных и газовых месторождений. П. Фергус (Preston Fergus) (107) указывает, что таким путем было открыто газовое месторождение Монроэ в Луизиане, имеющее площадь в 425 кв. миль (680 $км^2$).

Гораздо труднее обнаружить высачивание нефти и выделение газа в условиях сухих и полупустынных областей, где зеркало грунтовых вод находится на большой глубине от поверхности. В относительно влажных районах нефть может всплывать на поверхность грунтовых вод; однако там, где их уровень находится на значительной глубине и не достигает поверхности, нефть, прежде чем появиться на поверхности, по всей вероятности, сможет в большом количестве заполнить поровое пространство между водным зеркалом и дневной поверхностью.

Выходы нефти и газа из докембрийских пород. Известно несколько случаев приуроченности выходов нефти и газа к участкам развития изверженных и докембрийских метаморфических пород. В большинстве таких случаев нефть и газ, очевидно, пришли из расположенных поблизости осадочных пород. Если же осадочные отложения отсутствуют на расстоянии нескольких километров от выходов изверженных или метаморфических пород, то возможно, что последние перекрыли по надвигу осадки, являющиеся источником нефти, высачивающейся на поверхности.

По данным Д. С. Хьюма (G. S. Hume) (167), в районе Уотертон Лейкс — Флатхед Вэлли (Waterton Lakes — Flathead Valley) в юго-восточной части Британской Колумбии имеется целый ряд выходов нефти из докембрийских пород; проверочная скважина, заданная на этой площади, также констатировала признаки нефти в этих породах. Нефть, очевидно, выходит здесь из мезозойских или палеозойских отложений, залегающих под крупным надвигом. Вести поиски нефти в такой геологической обстановке значительно сложнее, чем в обычных условиях, так как мощность надвинутых пород может оказаться слишком большой, а также потому, что структура слоев, перекрытых надвигом, как правило, совершенно неизвестна.

О значении поверхностных газо-нефтепроявлений, связанных с магматическими интрузиями в осадочные породы. Поверхностные признаки в виде естественных выделений нефти и газа, наличия асфальта и асфальтоносных пород, газо-нефтепроявлений в неглубоких скважинах и, наконец, выходов пород, содержащих в своих порах нефть и газ, изобилуют там, где магматические интрузии прорезают осадочные породы, содержащие органическое вещество. Такие признаки не следует, однако, ожидать там, где интрузии прорезают отложения, состоящие исключительно из пород, лишенных или бедных органическим веществом, таких, как конгломераты, песчаники и красноцветы. Хотя пресноводные отложения, в общем, не являются нефте- или газоматеринскими, они обычно содержат органику в количестве, вполне достаточном для того, чтобы под влиянием тепла, выделяемого магматической интрузией, они смогли дать некоторое количество нефти.

Несмотря на многочисленные поверхностные нефте-газопроявления, возникающие под влиянием магматического тепла, промышленные залежи нефти, образованные таким путем, оказываются небольшими или отсутствуют вовсе. Поверхностные признаки, связанные с интрузиями, известны на Кубе, в Южной Африке и на Мадагаскаре, но ни в одной из указанных областей не ведется сколь-нибудь значительной добычи нефти. Очевидно, что поверхностные нефте-газопроявления и признаки нефти и газа в скважинах, пробуренных около магматических интрузий, следует считать менее обещающими, чем поверхностные признаки, не связанные с изверженными породами.

Глава 17

СОЛЯНЫЕ КУПОЛА

О значении соляных куполов

В течение долгого времени соляные купола интересовали геологов не только благодаря их огромной промышленной ценности, но также и вследствие своих характерных особенностей и специфических условий образования. Во многих районах мира нефть и газ добываются из солянокупольных структур. Помимо этого большое промышленное значение имеют также добываемые из них сера и соль.

Соляные купола наглядно иллюстрируют происходящую в крупных масштабах интрузию одной осадочной породы в другую: детальные разрезы скважин, пробуренных в соляных куполах с целью разведки на нефть, дают богатый материал о характере соляной интрузии и ее воздействия на связанные с ней осадочные породы.

Распространение

Соляные купола широко распространены во всех частях земного шара, но локализуются в пределах районов, в недрах которых развиты мощные толщи соли. Соляные купола (Голфкоста) в Техасе, Луизиане и Миссисипи по продуктивности намного превосходят все остальные известные купола; они очень тщательно и подробно описаны. Соляные купола развиты также в штате Юта, в Испании, Германии, в районе перешейка Техуантепек (Tehuantepec) в Мексике, в Румынии, в районе Эмбы в России* и в районе, окружающем Персидский залив. В Румынии много нефти добывается из сложных структур, связанных с соляными куполами или антиклиналями, имеющими соляное ядро.

* В СССР соляные купола развиты также в Днепровско-Донецкой и Хатангской впадинах. *Ред.*

Признаки соляных куполов на поверхности

Топографические признаки. Топографические признаки, указывающие на наличие соляных куполов, по условиям своего образования бывают двух типов: 1) возникающие в результате дифференциальной эрозии отложений с разной степенью сопротивляемости ей (так же как и в любой другой эродированной структуре), 2) образующиеся в результате восходящих движений купола. Большинство соляных куполов на Голфкосте не имеет достаточно четкого топографического выражения. Тем не менее, на территории, расположенной вдали от побережья, даже глубоко эродированные купола имеют ряд поверхностных признаков, вблизи залива поверхностные признаки наблюдаются и над некоторыми неглубокими куполами.

Холмы, располагающиеся над этими прибрежными куполами, имеют небольшую высоту; самый высокий из них поднимается над окружающей местностью всего лишь на 200 футов (60 *м*). Обычно высота многих холмов не превышает 50 футов (15—17 *м*), а некоторые из них возвышаются всего только на несколько метров и выявляются лишь с помощью нивелирования. В равнинной местности возле залива холм высотой всего лишь 50 футов (15 *м*) можно считать довольно хорошим признаком наличия соляного купола. Многие из таких «солянокупольных» холмов были обнаружены и названы местными жителями еще до того, как было высказано предположение о связи их с соляными куполами. Первый на Голфкосте соляной купол, давший нефть в больших количествах — Спиндлтоп (Spindletop), был открыт в 1901 г., благодаря расположенной над ним возвышенности, а спустя несколько лет после этого холмы стали играть важную роль как указатели местоположения куполов. Образование этих холмов, по-видимому, связано не с дифференциальной эрозией, а с непосредственным подъемом соли; эти холмы приурочены только к неглубоко залегающим куполам.

К другим топографическим признакам соляных куполов относятся: депрессии, озера, болота и впадины округлой формы (так называемые «race tracks»), окруженные более высокой местностью. Радиальное расположение ручьев иногда также указывает на присутствие купола. Любой поверхностный признак, имеющий очертание круга или овала, такой, например, как рисунок почвы, наблюдаемый на аэрофотоснимках, может также иметь значение, как поисковый признак.

Соляные горы и соляные глетчеры. В регионе, окружающем Персидский залив, где известно около 130 соляных куполов, последние, благодаря засушливому климату, характеризуются такими поверхностными признаками, каких нет в более влажных областях. Часть соляных куполов в этом районе отмечена

депрессиями, в других же соляное ядро поднимается над равниной в виде гор, достигающих 5000 футов (1500 *м*) высоты. По данным Д. В. Гаррисона (J. V. Harrison) (140), на склонах двух таких соляных гор образовались глетчеры, распространяющиеся в пределы окружающей местности на расстояние до 3 миль (5 *км*) от края купола. Мощность одного соляного глетчера составляет около 200 футов (60 *м*), а поверхность его имеет наклон около 5°.

На рис. 17-1, взятом из обзора С. Пауэрса (S. Powers) (262), изображен соляный глетчер, спускающийся через размыв в кольцевом гребне соляного купола Ку-и-Ангура (Kuh-i-Angura)

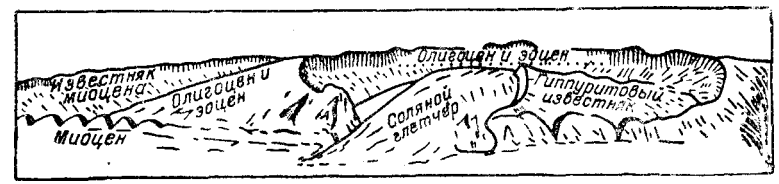


Рис. 17-1. Соляной глетчер на соляном куполе Ку-и-Ангура в Иране. (По Powers, A. A. P. G.).

в Иране. На рисунке видно два гребня, которые в результате подъема купола имеют наклон в сторону от соляного массива. Часть пути соляной глетчер проходит по равнине, но в местах пересечения гребня через глетчер встречаются нунатаки известняков.

Возраст холмов над соляными куполами. Холмы над неглубокими соляными куполами, расположенными близко к побережью, очевидно, образовались в результате быстрого поднятия в сравнительно недавнее время. Д. Бартон (D. C. Barton) (22) указывает, что небольшое возвышение над соляным куполом Олд Хакберри (Old Hackberry) характеризуется двумя антецедентными руслами, которые, вероятно, имеют современное происхождение. Поднятие, таким образом, должно иметь постплейстоценовый возраст. Современные глины развиты также и на небольшом возвышении Котэ Бланш (the Cote Blanche Mound). М. М. Шитс (M. M. Sheets) (313) считает, что участок в 100 акров (40 *га*) соляного купола Хоскинс Маунд (Hoskins Mound), площадь которого равна 600 акров (245 *га*), за 23 года поднялся на 0,6 фута (0,18 *м*).

Другие поверхностные признаки. К поверхностным признакам, помогающим обнаружить соляные купола, относятся также выходы нефти и газа, едкая грязь, соляные источники, «парафиновый ил» * и скопления соляной воды в ненормально мелких

* См. стр. 376. *Ред.*

впадинах.* Едкая грязь — кислая на вкус и всегда влажная. Она состоит из растворимых сульфатов железа, алюминия, кальция и магния. «Парафиновый ил» обладает свойствами резины и похож на артгум (artgum). Было высказано предположение, что он образуется в результате воздействия бактерий на метан, идущий из газовых выходов, однако, как уже упоминалось ранее единого мнения о характере его образования и ценности как признака, указывающего на наличие соляных куполов, не существует. Л. П. Тис (L. P. Teas) (342) указывает, что 58 соляных куполов имеют поверхностные выходы газа. До сих пор неясно, является ли сульфатная вода источников и неглубоких скважин надежным признаком соляных куполов; несомненно, многие источники сульфатной воды находятся далеко от ближайших соляных куполов.

До применения геофизических методов разведки поверхностные признаки являлись лучшим указанием при поисках соляных куполов в равнинной местности возле Голфокста, и на ранних этапах развития нефтяной промышленности бурение велось на всех перспективных участках, на которых можно было найти надежные поверхностные признаки. Соляные купола, имеющие поверхностные признаки, как правило, являются неглубокими; те из них, у которых кровля соляного ядра располагается на глубине, превышающей 1 милю (1,6 *км*), обычно лишены поверхностных признаков. В настоящее время разведка соляных куполов производится с помощью геофизических методов, а роль поверхностных признаков заключается лишь в том, чтобы указать площади, подлежащие геофизическому исследованию.

Поверхностная геология

В районе Голфокста многие соляные купола не могут быть установлены по данным поверхностной геологии из-за плохой обнаженности, а также в связи с тем, что последняя интрузия соли происходила до отложения пластов, залегающих у поверхности. Вообще, соляные купола, обнаруживаемые при геологическом картировании, находятся не на самом побережье, а на территории внутренней равнины, т. е. там, где обнаженность лучше и где на дневную поверхность выходят более древние породы. На присутствие соляного купола могут указывать выходы древних пород, окруженные более молодыми, или выходы свит, которые в нормальных условиях залегают на большой глубине от поверхности. От точки, находящейся над центром купола, породы падают в разные стороны, причем углы падения часто довольно большие. Могут присутствовать нормальные сбросы как радиальные, так и периферические. В случае периферических сбросов опущенное крыло обычно располагается ближе к центру купола. Наличие выходов соли на поверхность зависит от количества атмосферных осадков, а также от времени восходящего движения соли. В Голфкосте соль растворяется, не достигая поверхности, и поэтому не обнажается на ней; лишь в одном куполе соль находится на глубине 16 футов (5 *м*) от поверхности. Выходы соляного ядра на поверхности известны в Ираке, Румынии и Испании, а в Юте — выходы гипса кепрока или ядра интрузивного массива. В Голфкосте кепрок обнажается в нескольких местах.

* «Ненормально мелких» для обычных водоемов с соленой водой. *Ред.*

Соляное ядро, кепрок и солематеринская толща

Соляное ядро. * Все соляные купола в центре содержат соляную массу, интрудировавшую окружающие осадки. В некоторых соляных куполах, например в Германии, соляные контакты во многих случаях параллельны слоистости смежных пластов; о таких интрузиях обычно говорят как о согласных. Если соляная масса протыкает или прорезает пласты, то контакты будут несогласными, и соляной купол будет относиться к группе куполов протыкания.** В тех районах, где соль в нормальном разрезе находится на глубинах, недоступных для бурения, как это имеет место в Голфкосте, к куполам протыкания относят такие купола, у которых соль вскрывается буровыми скважинами. Поэтому в Голфкосте термин «протыкание» употребляется как синоним слова «неглубокий». Однако такое наименование до некоторой степени является неверным, так как оно предполагает, что более глубокие купола являются согласными.

В большинстве соляных куполов Голфкоста соляное ядро имеет в диаметре от 1 до 4 миль (от 1,5 до 6,5 *км*), а в Ираке средний диаметр соляного ядра составляет около 4 миль (6,5 *км*).

* Следует отметить, что в книге отсутствует единство номенклатуры элементов соляных куполов. В этом разделе соляной массив автор называет ядром (salt core), в некоторых разделах — соляным штоком (salt stock), а при рассмотрении вопросов о кепроке и нефтеносности отдельных частей соляных куполов — соляным куполом (salt dome). Совершенно очевидно, что последнее определение нельзя признать правильным, так как под соляными куполами обычно подразумевается (и это разделяет сам автор в начале главы) тектоническое поднятие, содержащее в центре соляное ядро; если же последнее именовать соляным куполом, то ни о какой нефтеносности таких «соляных куполов» нельзя говорить, ибо в самой соли, как известно, залежей нефти не встречается. Терминология автора, однако, в переводе этой главы сохранена. *Ред.*

** Ю. А. Косыгин разработал более совершенную классификацию соляных куполов, учитывающую геотектоническое положение куполов, морфологию и состав их ядер, а также другие данные (Ю. А. Косыгин. Соляная тектоника платформенных областей. Гостоптехиздат, 1950). *Ред.*

Площадь некоторых предполагаемых соляных куполов, в которых соль не достигнута буровыми скважинами, значительно превышает указанную величину. Продуктивная площадь нефтяного месторождения Конроэ достигает 27 кв. миль (7000 *га*), а месторождения Кейти (Katy) — 47 кв. миль (12 150 *га*). Глубина залегания кровли соляного ядра колеблется от 16 футов (5 *м*), как например, в соляном куполе на острове Аври (Avery Island) в Луизиане, до таких величин, что самые глубокие скважины не достигают соли.

Обычно соляной купол считается неглубоким, если глубина кровли соляного массива не превышает 5000 футов (1500 *м*) и глубоким в том случае, если его кровля залегает на глубине в 10 000 футов (3000 *м*) или более. Однако указанные цифры не являются обязательными для всех случаев. Там, где соль находится в нескольких десятках метров от поверхности, ее кровля и кровля кепрока являются относительно плоскими. Но в куполах, где кровля соли залегает на глубине, превышающей несколько сотен метров, верхняя поверхность соли образует настоящий купол с пологим падением в пределах свода и более крутым на крыльях.

В большинстве соляных куполов Голфкоста соляное ядро в поперечном разрезе имеет почти круглую форму, в некоторых же куполах — эллипсоидальную. В последнем случае более длинный диаметр обычно ориентирован в северо-восточном направлении. В некоторых куполах соль выступает над нижележащими осадками, образуя соляной навес [оверхенг], * иногда также называемый грибом. В целом ряде случаев осадки, залегающие под навесом, обладают высокой продуктивностью, и если скважина возле края соляного штока врезается в соль, это не означает, что ниже не окажется продуктивных горизонтов. Процент куполов, имеющих навес, точно не известен, так как потребовалось бы бурение большого количества скважин для того, чтобы доказать, что навес отсутствует; вполне вероятно, что значительная часть куполов имеет навесы.

Было высказано предположение о том, что навесы образуются в результате растворения соли на участках почти вертикальных крыльев соляных ядер, расположенных несколько ниже вершины. По мере того как соль растворяется, осадки затягиваются в пространство, образующееся в результате этого растворения. Согласно другому предположению, соль при подъеме прокладывает себе путь также и в горизонтальном направлении в прилегающие осадки вследствие того, что в этом направлении движению соли оказывается меньшее сопротивление, чем в вертикальном, когда соль должна поднять тяжелый кепрок. На рис. 17-2 приведен хороший пример навеса на крыле соляного купола Барберс Хилл (Barbers Hill).

* Называют такой навес также соляным карнизом. *Ред.*

В некоторых куполах, например, таких, как Нью Айбиэриэ (New Iberia) и Дамон Маунд (Damon Mound) были обнаружены соляные шипы, интрудирующие осадки над соляной массой, гораздо меньшего диаметра, чем основной купол. По всей вероятности, эти соляные шипы являются результатом интрузии соли, протекавшей в меньших масштабах. Также возможно, что эти шипы являются остатками более крупных интрузий, впоследствии почти полностью растворившихся. Кроме того, было высказано мнение о том, что основание соляного ядра может быть отделено от источника соли, и ядро образует изолированную соляную массу как бы взвешенную в осадочных породах. Однако точных данных относительно существования таких структур на Голфкосте не имеется.

Соляное ядро содержит в среднем от 90 до 95% соли и от 5 до 10% ангидрита. Там, где соль имеет светлые и темные прослойки, последние отличаются большим содержанием ангидрита. Другие примеси в соли, обычно составляющие очень малый процент, представлены, в основном, песчаными и реже глинистыми частицами.

Структура соли характеризуется наличием темных полос, по которым отчетливо выделяются осадочные прослоечки. Детальная расшифровка структуры соли возможна только лишь в соляных копях, где она отчетливо видна на стенах, полу и особенно в кровле подземных выработок. Соляное ядро состоит из плотно сжатых антиклиналей и синклиналей с почти вертикальными осевыми поверхностями. Соляные пласты на периферии [ядра] вертикальны и параллельны его краям.

Солематеринская толща. Существует общераспространенное представление о том, что соляная масса, слагающая ядра куполов, образуется из соли мощной соленосной толщи, залегающей под основанием всех куполов. Среди отложений, обнажающихся на приподнятом крае прибрежной равнины Голфкоста, были обнаружены пласты соли, которые, как предполагают многие геологи, и дали исходный материал для соляных куполов Голфкоста; пласты были названы Лауэннская соль (Louann salt) (145). Соль эта древнее заведомо юрских отложений, но не древнее пенсильванских. В общем возраст соли определяется в пределах юра — пермь.

Кепрок. *Роль кепрока в соляных куполах.* Огромное большинство соляных куполов Голфкоста имеет кепроки; для соляных куполов Германии характерна незначительная мощность кепроков. Кепроки отсутствуют, очевидно в результате эрозии в тех соляных куполах, в которых соль подходит очень близко к поверхности. Это, например, имеет место в некоторых соляных куполах

Пяти Островов (Five Island) в южной Луизиане. Судя по литературе, более мощные кепроки находятся на неглубоких куполах, а менее мощные — на глубоких. Кепроки залегают непосредственно на кровле соли, плотно прилегая к ее верхней поверхности, опускаясь иногда на значительное расстояние по крыльям купола. Мощность кепроков достигает 1100 футов (330 *м*). Во многих неглубоких куполах мощность кепрока в среднем колеблется от 30 до сотен метров.

Составные части кепроков. Во многих куполах состав кепроков изменяется от кровли к подошве. В основании залегает ангидритовая часть кепрока, как правило, имеющая наибольшую мощность. Над ней может залегать часть, состоящая, в основном, из гипса, а затем вверху располагается зона из кальцита. Д. Бартон (24) указывает, что пористый известняк кепроков неглубоких соляных куполов составляет $^1/_6$ общей мощности кепрока, гипс — от $^1/_6$ до $^1/_3$, а ангидрит — от $^2/_3$ до $^1/_2$. Средняя плотность [объемный вес] кепроков равен 2,6—2,8 [*г/см*^{3}], в то время как прилегающие к кепрокам на глубине, не превышающей 1000 футов (300 *м*), осадки имеют обычно удельный [объемный] вес от 1,9 до 2,1 [*г/см*^{3}]. Соляное ядро, ангидритовая и гипсовая части кепроков, как правило, практически лишены пористости и проницаемости; исключения составляют имеющиеся в некоторых куполах в основании ангидрита прослои ангидритового «песка», являющегося пористым и проницаемым и дающего при вскрытии притоки соленых вод.

Ангидритовый «песок» состоит из зерен ангидрита, которые еще не сцементировались вторичным ангидритом, как это имеет место в остальной части ангидритовой зоны кепрока. Кальцит кепрока, напротив, является обычно пористым и проницаемым, благодаря растворению и трещиноватости. Нефть и газ отсутствуют как в соляном ядре, так и в ангидритовой и гипсовой частях кепрока. С другой стороны, кальцитовый кепрок, благодаря пористости и проницаемости, способен давать нефть, и в нескольких неглубоких куполах из него были получены значительные количества нефти.

Сера часто встречается в кальците кепроков и в переходной зоне между гипсовой и кальцитовой частями кепроков. По данным Р. Тейлора (R. E. Taylor) (341) в Голфкосте к 1938 г. из кепроков соляных куполов было добыто серы более, чем на 750 млрд. долларов. Очевидно, сера образовалась в результате восстановления сульфата кальция кепроков углеводородами; конечными продуктами восстановления являются сера и карбонат кальция, слагающий верхнюю известняковую часть кепрока.

Ложные кепроки (False Cap). В районе Голфкоста нормальные мягкие глины, а также и пески, покрывающие истинные кепроки, во многих местах сцементированы карбонатом кальция

в твердую породу, называемую ложным кепроком. Бурильщики иногда ложные кепроки принимали за настоящие, хотя, конечно, их можно отличать по большему содержанию кластического материала, так как карбонат кальция в них содержится лишь в виде цемента. Песчаные породы в ложных кепроках часто настолько плотно сцементированы, что не могут являться коллекторами нефти.

О происхождении кепроков. Вопрос о происхождении кепроков рассматривается в работах М. Голдмэна (M. I. Goldman) (124), Д. Бартона (20), М. Ханна (M. A. Hanna) (137), М. Ханна и А. Вулфа (A. G. Wolf) (138) и Л. Брауна (L. S. Brown) (48). В прошлом наметились две наиболее важные теории происхождения кепроков: 1) согласно первой кепрок представляет собой толщу, которая прежде покрывала соленосную свиту и была поднята в процессе интрузии; 2) по второй теории кепрок формируется в результате концентрации наименее растворимых компонентов соли. В пользу второй теории говорит подавляющее количество данных, появившихся за последнее время. Если бы кепрок представлял нормальную осадочную толщу, выжатую кверху через покрывающие ее пласты, то в подземных выработках должны были быть заметны какие-либо признаки, указывающие на осадочное его происхождение. В действительности этого не наблюдается. Конечно, в любом случае зерна ангидрита и включения будут с самого начала иметь осадочное происхождение; однако в кепроке не заметно стратификации и аналогичных осадочных текстурных признаков. Также не встречаются пласты, которые, согласно теории поднятия, должны были бы покрывать кепроки и которые должны были бы в некоторых случаях сохраниться подобно тому, как сохранились и существуют в данное время сами кепроки.

Можно было бы ожидать, что часть покрывающих соль осадочных пород во многих случаях будет сдвинута в одну сторону и будет обойдена или удалена в результате эрозии, когда соляной шток подойдет слишком близко к поверхности. Следует заметить, что кепрок состоит из компонентов соляного ядра, которые по сравнению с солью являются относительно нерастворимыми. Как указывал Р. Тейлор (341), другими фактами, подтверждающими теорию остаточного происхождения кепроков, являются сходство зерен ангидрита в соли и кепроке и присутствие и в тех и других ромбоэдров доломита и розеток кварца. Очень характерно также и то, что полосчатость соли резко обрывается у основания ангидрита, как это и следовало ожидать согласно остаточной теории происхождения кепроков.

Строение соляных куполов. Пласты, залегающие над солью, обычно образуют вздутие, называемое куполом. При неглубоком залегании соли мощность пластов, образующих такой купол, мо-

жет быть незначительной. Гораздо чаще образуются куполообразные вздутия над ядрами соли, залегающими на большой глубине. На Голфкосте многие наиболее продуктивные нефтяные месторождения приурочены к сводообразно изогнутым пластам над глубокими куполами. Обычно с глубиной крутизна падения, высота и степень поднятия возрастают. Описываемые куполообразные поднятия возникают не только в результате интрузии соляного ядра, но частично также, особенно на самых поздних этапах образования, в результате дифференциального уплотнения. Величина поднятия колеблется от нескольких метров в очень неглубоких пластах до 5000 футов (1500 *м*) — в глубоких, а замкнутая высота (closure) в некоторых случаях достигает 1000 футов (300 *м*). Ярко выраженные антиклинали над соляными ядрами в редких случаях являются правильными неразорванными поднятиями; нарушенность в крутых структурах, как правило, очень интенсивна. Следует уяснить, что употребление термина «поднятие» не означает, что движение приподнятой толщи обязательно происходило в направлении от центра земли, или что эта толща поднялась относительно уровня моря. Употребляемый в соляно-купольной тектонике термин «поднятие» следует относить к возвышениям, которые образуют осадки над куполом относительно окружающих его участков. Вполне вероятно, что все осадки во время образования соляных куполов оседали, а поэтому поднятые участки следует рассматривать просто как участки с меньшей амплитудой оседания.

Волочение. Прилегающие к бокам соляного ядра пласты под действием трения движущейся соляной массы вытягиваются кверху, приобретая большие углы падения в стороны от соляного ядра. Действительно, соляное ядро можно рассматривать как горст, ограниченный сбросами в местах контакта соли с окружающими породами. В этих контактах обычно имеется зона брекчии, состоящая из разбитых или измельченных осадочных пород и очень похожая на сбросовые брекчии. Прилегающие к соляному ядру осадки в нескольких местах опрокинуты; они могут разделяться радиальными сбросами на сегменты. Пласты песка могут утоняться под влиянием давления. Однако нередко песчаные породы, залегающие над куполом, по простиранию переходят в глинистые разности, вследствие того, что поднятие купола продолжалось в течение их формирования и над поднятием отлагались более песчанистые осадки.

Рис. 17-2, взятый из опубликованного сообщения Геологического Общества в Хаустоне (162), иллюстрирует многие особенности, характерные для неглубоких куполов. На нем едва заметен холм над куполом и сравнительно плоская кровля, обычная для многих неглубоких куполов. Выделены зоны в кепроке, а с правой стороны изображен выступ соли. Следует заметить,

что значительные количества нефти добываются из скважин, пересекающих выступ соли. С глубиной углы падения пород на крыльях купола увеличиваются; необходимо иметь в виду, что строение купола ниже забоя самых глубоких скважин показано предположительно.

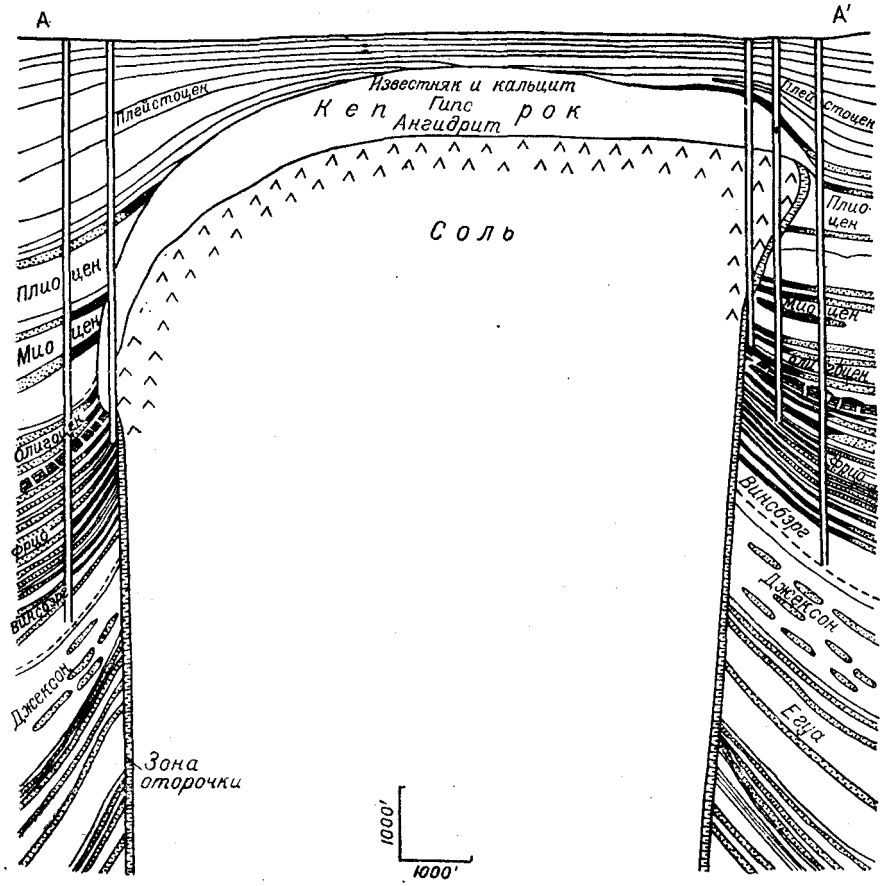


Рис. 17-2. Разрез соляного купола Барберс Хилл, Округ Чеймберс, Техас (Houston Geological Society).

На рис. 17-3 и 17-4 из работы Ф. У. Мишо (F. W. Michaux) и Е. О. Бака (E. O. Buck) (232) представлены карта и геологический разрез нефтяного месторождения Конроэ, округа Монтомери в Техасе. Над глубоким соляным куполом имеется довольно пологое поднятие с умеренной нарушенностью сбросами. Амплитуда смещения пород по сбросам варьирует от 130 до 165 футов

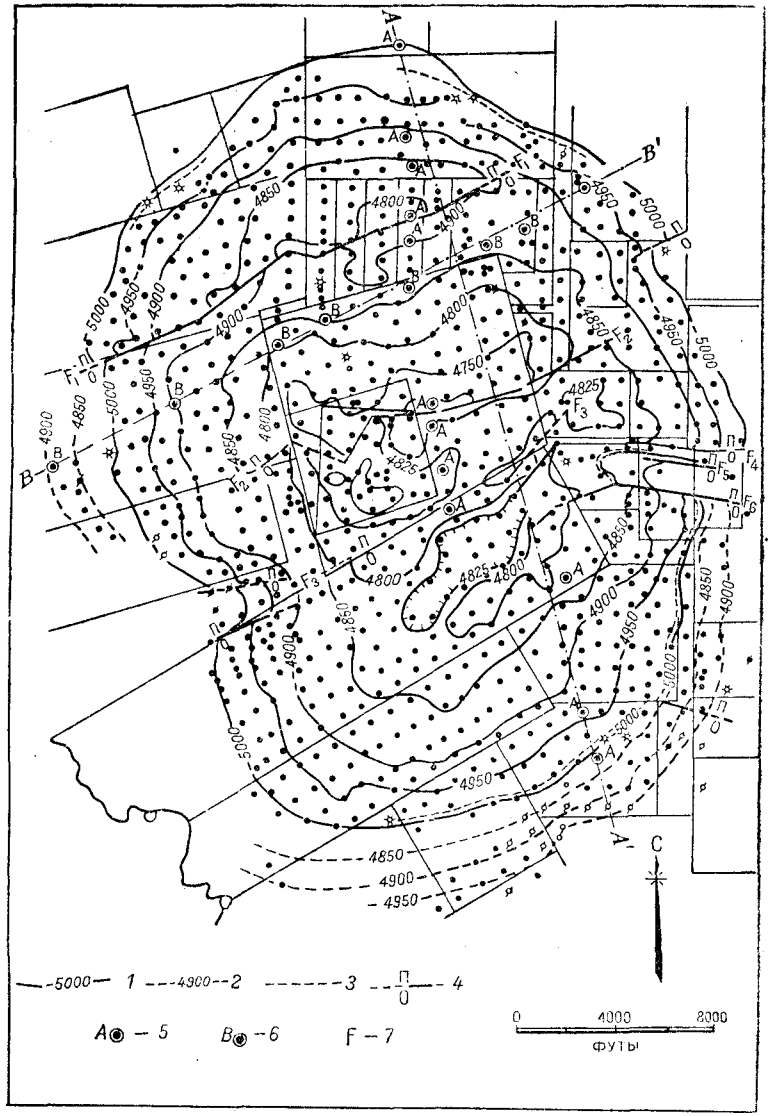


Рис. 17-3. Структурная карта нефтяного месторождения Конроэ, Техас (По Michaux, Buck, A. A. P. G.).

1 — горизонтали по кровле главного песка Конроэ; *2* — горизонтали по кровле верхнего песка Кокфилд; *3* — контур продуктивности главного песка Конроэ; *4* — сброс; *5* — скважины, используемые при построении разреза по линии А—А1; *6* — скважины, используемые при построении разреза по линии В—В1; *7* — сброс.

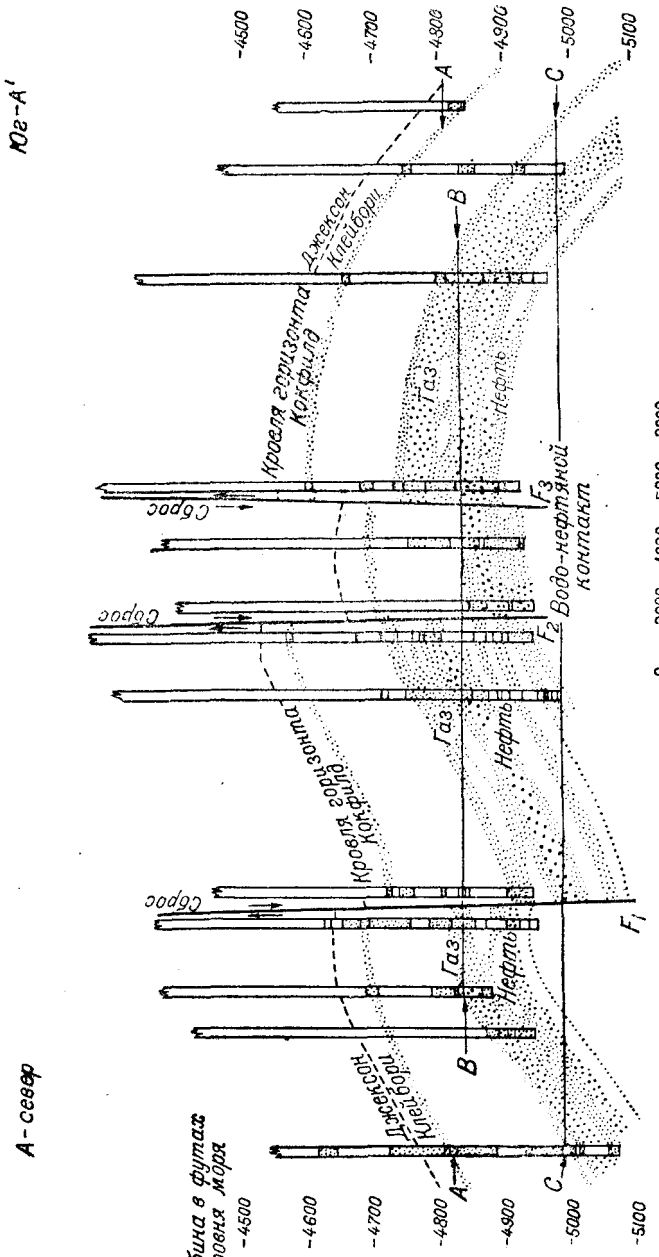


Рис. 17-4. Поперечный геологический разрез нефтяного месторождения Конроэ. (По Michaux, Buck, A. A. P. G.).

1 — песок; *3* — песчано-глинистые породы; *2* — глинистые породы.

(от 40 до 50 *м*), а водо-нефтяной и газо-нефтяной контакты не смещены сбросами. В формации Кокфилд (Cockfield) или Егуа (Yegua) (эоцен) имеется нефтеносный песчаник; средняя мощность нефтенасыщенной зоны достигает 60 футов (18 *м*). Верхний песок Кокфилд, мощность которого составляет всего лишь от 10 до 15 футов (от 3 до 4,5 *м*), является газоносным в кровле структуры и нефтеносным в полукольцевой зоне, опоясывающей ее южную половину. Высота подъема продуктивного песка достигает 800 футов (244 *м*). Конроэ является первым наиболее значительным месторождением Голфкоста, обнаруженным в больших поднятиях над соляными куполами. Суммарная добыча нефти из этого месторождения достигает 500 млн. баррелей (67,5 млн. *т*).

На рис. 17-5 из работы У. Э. Уоллеса (W. E. Wallace) (374) изображены электрокароттажные разрезы скважин, расположенных по профилю через месторождение Байю Сейл (Bayou Sale) в Луизиане. Это месторождение приурочено к сильно нарушенной сбросами антиклинали, находящейся над глубоким соляным куполом. Данный тип характерен для многих солянокупольных нефтяных месторождений. На разрезе видно большое количество сбросов с падением в сторону вершины купола, а также центральный грабен, расположенный как раз над вершиной. Следует отметить, что пересекаемые скважинами сбросы проявляются сокращением мощности отдельных стратиграфических интервалов. Этот рисунок является одновременно хорошим примером корреляции при помощи электрокароттажных диаграмм.

Нефтяное месторождение Эмилия, изображенное на рис. 7-10 и 7-11, месторождение Западный Ранч (West Ranch) на рис. 9-4 и месторождение Гус Крик (Goose Creek) на рис. 12-12, также приурочены к антиклиналям, которые, вероятно, расположены над глубокими соляными массивами.

Нарушенность сбросами. Одной из наиболее примечательных особенностей соляных куполов Голфкоста является интенсивное развитие сбросов в осадках над соляными ядрами.* Все сбросы являются нормальными и появление их, по всей вероятности, связано с растяжением пластов при изгибе над соляным ядром. Наряду с радиальными имеются и периферические сбросы. Наиболее распространенными, как показало изучение подземного рельефа, являются сбросы, падающие к центру купола под углом, колеблющимся обычно от 45 до 65°. Часто непосредственно над вершиной купола имеется грабен. Сбросы, расположенные на противоположных сторонах вершины купола, имеют падение

* Эта особенность характерна для соляных куполов многих солянокупольных областей мира. В частности, интенсивная нарушенность наблюдается на соляных куполах Эмбы, Хатангской и других впадин. *Ред.*

по направлению друг к другу, и во многих случаях они пересекаются где-либо возле вершины кепрока. Чем выше степень точности данных о подземном рельефе, тем большее количество сбросов удается обнаружить.

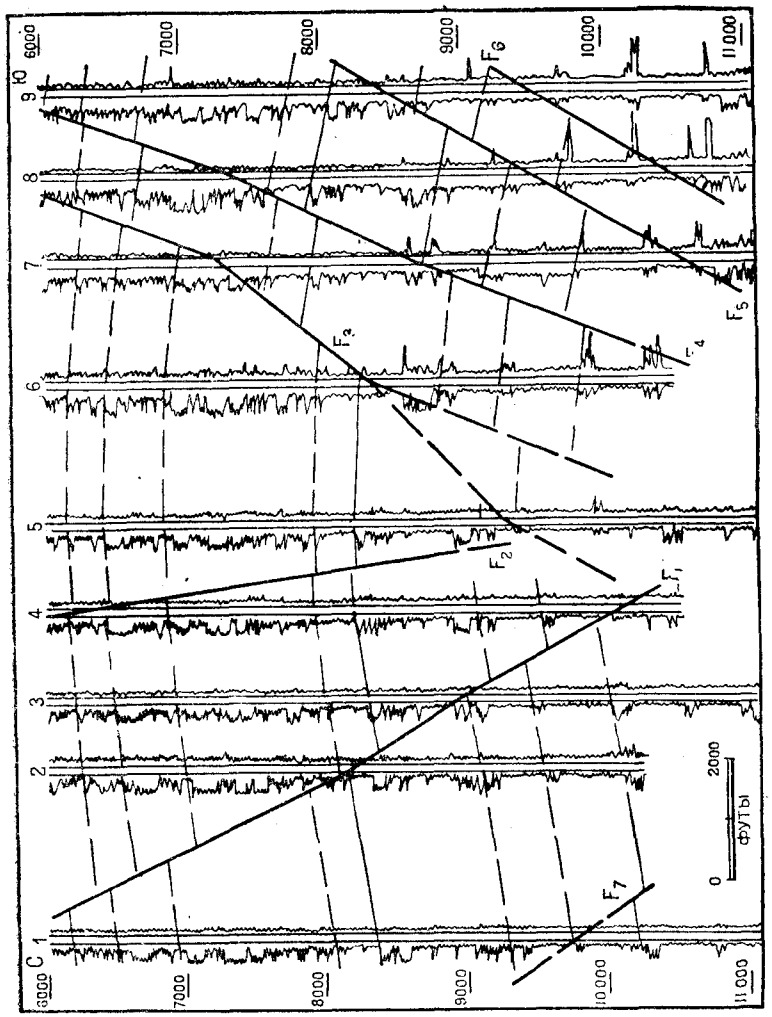


Рис. 17-5. Электрический разрез месторождения Байю Сейл в Луизиане. (По Wallace, A. A. P. G.).

До применения электрокароттажа изучение строения соляных куполов зависело от корреляции, главным образом по образцам или кривым скоростей бурения и от палеонтологических находок, что не обеспечивало точных и подробных данных, необходимых

для определения местоположения всех сбросов. Только в результате применения электрических, радиоактивных или нейтронных методов изучения разрезов буровых скважин можно получить полное представление о сложном строении сбросов. Амплитуда сбросов колеблется от нескольких метров или менее, до 1000 футов (300 *м*) и более; с глубиной амплитуды сбросов обычно увеличиваются, по крайней мере, в зоне наблюдения. Так как сбросы имеют тенденцию компенсировать изменения в стратогипсометрии, образующиеся вследствие погружения слоев, то высота купола может быть значительно меньше той, которую можно предполагать, исходя из данных об углах падения и размерах поднятия.

Утонения и несогласия. В сводах глубоких соляных куполов отдельные свиты имеют меньшую мощность, чем на периферии, а в некоторых случаях даже полностью отсутствуют. Это, конечно, связано с поднятием купола, происходящим одновременно с отложением вышележащих осадков. Время и амплитуду поднятия можно определить сравнением величин интервалов и мощностей свит и горизонтов над куполом и вне его. Однако следует помнить, что уменьшение мощностей в скважинах над соляными куполами может быть обусловлено не только поднятием во время отложения, но также и сбросами. Другими словами, выпадение какой-либо части разреза вследствие прохождения скважины через нормальный сброс иногда можно принять за утонение, вызванное поднятием во время отложения.

Кольцевые * синклинали и остаточные поднятия. *Теоретическое обоснование.* Вопрос о кольцевых синклиналях и остаточных поднятиях является спорным; также спорно и их значение. Теоретические доводы в пользу существования кольцевых синклиналей кажутся вполне правдоподобными. Вполне естественным и логичным является предположение о том, что соль для каждого соляного купола поступала из тех участков солематеринской толщи, которые располагались ближе всего к месту образования соляного штока. Таким образом, мощность толщи в этих участках будет значительно уменьшена за счет соли, которая пошла на образование соляного штока, в то время как соленосная толща в местах, удаленных от соляных куполов, не будет истощаться и сохранит свою первоначальную мощность. По мере утонения соленосной толщи вышележащие породы будут оседать, образуя синклиналь, окружающую купол в виде кольца. Глубина синклинали будет зависеть от степени утонения соленосной толщи. Очевидно, среднюю глубину можно было бы определить при условии, если бы были известны объем соляного штока и границы площади, с которой поступала соль.

* Эти синклинали чаще называются компенсационными. *Ред.*

Данные полевых наблюдений. Полевые наблюдения над кольцевыми синклиналями приводят к выводам, являющимся в некоторой мере противоречивыми. Л. Л. Неттлтон (L. L. Nettleton) (246) утверждает, что геофизические исследования, в частности, исследования методом отраженных волн, указывают на многие случаи совершенно полного окружения соляных куполов кольцевыми синклиналями. В качестве примеров соляных куполов, вокруг которых имеются кольцевые синклинали, на Голфкосте приводятся Маунт Сильвен (Mount Sylvan), Ларю (Larue), Орчард (Orchard), Сили (Sealy) и Д'Лоу (D'Lo). Предполагают, что иногда соль поступала только с одной стороны соляного купола и не поступала с другой.

По мнению Д. Бартона (22), наличие некоторых гравитационных максимумов между соляными куполами лучше всего объясняется как результат развития кольцевых синклиналей. По предположению Л. Л. Неттлтона (244) кольцевые синклинали легче обнаруживаются вокруг внутренних куполов потому, что здесь развиты легко идентифицируемые свиты. С. Х. Риц (C. H. Ritz) (282), являющийся ярым защитником теории о важной роли кольцевых синклиналей и остаточных поднятий, считает, что во всех соляных куполах, развитых в северной части солянокупольного района (где опорным горизонтом является формация Мак Элрой (Mc Elroy), около поднятий происходит оседание толщ ниже нормального уровня. По мнению этого исследователя кольцевые синклинали Голфкоста вблизи побережья залива могли быть пропущены вследствие их заполнения более молодыми осадками и отсутствия палеонтологически охарактеризованных горизонтов из-за глубокого их залегания. В качестве примера остаточного поднятия С. Х. Риц приводит структуру Кейти (Katy).

Рис. 17-6 из работы С. Х. Рица (282) иллюстрирует его гипотезу о способе образования остаточных поднятий путем интерференции кольцевых синклиналей. Стратоизогипсы указывают на депрессионные участки (обычно называемые кольцевыми синклиналями), окружающие соляные купола. Площади между кольцевыми синклиналями имели меньшую амплитуду погружения чем в пределах самих кольцевых синклиналей и, следовательно, остались более приподнятыми в структурном отношении. Рисунок показывает, каким образом структурно закрытые остаточные поднятия могут образовываться в результате интерференции кольцевых синклиналей от трех или более соляных куполов или в результате перекрещивания двух соляных куполов на фоне регионального падения.

Объяснение отсутствия кольцевых синклиналей. По всей вероятности кольцевые синклинали хорошо развиты вокруг очень немногих куполов; в ряде случаев они выражены частично,

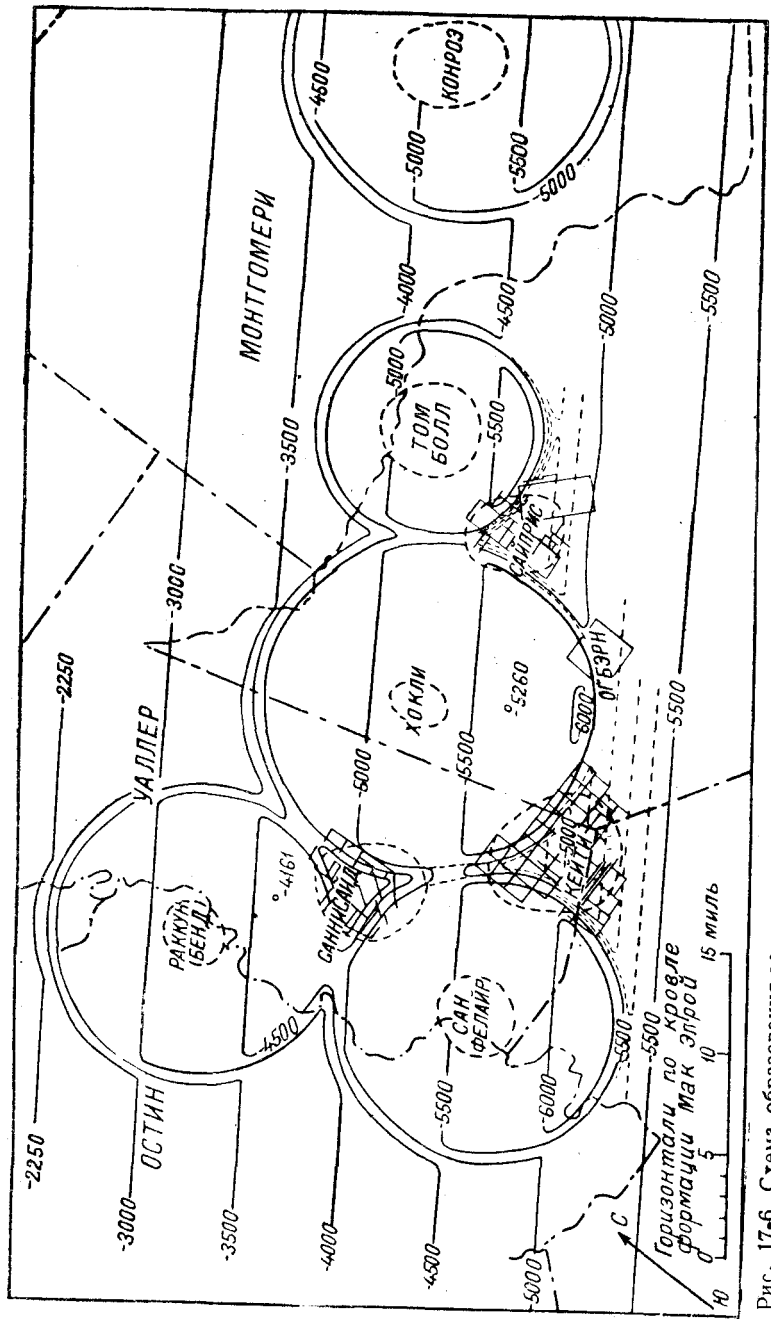


Рис. 17-6. Схема образования остаточных поднятий путем интерференции кольцевых синклиналей. (По Ritz, A. A. P. G.).

а у большинства куполов отсутствуют совсем (по меньшей мере, в пределах толщ, исследованных бурением). Таким образом, перед геологами возникает проблема, как объяснить отсутствие кольцевых синклиналей, равно как и их случайное присутствие и неполное развитие. Так как для формирования соляного ядра недостаточно количества соли, залегающей непосредственно под будущим ядром, и она поступала также из окружающей площади, то становится очевидным, что интрузия соли в купол должна сопровождаться оседанием пород, покрывающих соленосную толщу. Остается разрешить вопросы относительно величины оседания и того, каким образом оно распределяется вокруг купола и сколько времени длится. Если оседание распространяется на всю площадь между куполами, то тогда не будет краевых синклиналей и остаточных поднятий, а само оседание не будет замечено, так как наблюдениями можно обнаружить только лишь разницу в величине оседания. Одинаковое по всей площади между куполами оседание может иметь место, если передвижению соли оказывается сопротивление только лишь в соляном ядре и в незначительной степени — в исходной соляной толще. Подобные условия возможны: 1) если соль выжимается в соляной шток через небольшое отверстие, 2) если вязкость соли в куполе намного превышает вязкость соли в материнской толще или 3) если осадки, благодаря их высокой, по сравнению с солью, вязкости и сопротивлению, деформируются настолько медленно, что соль успевает полностью приспособиться к разнице давлений.

Вёличина оседания. Средняя величина оседания определяется отношением объема соли, интрудирующей в купол, к площади, с которой эта соль поступает. Так, если масса соли в 40 миль^3 (166,7 км^3) интрудировала в купол с площади в 200 миль^2 (518 км^2), то среднее оседание будет равно $\frac{166{,}7}{518}\left[\frac{40}{200}\right]$ или 0,2 мили (0,32 км). Однако для того, чтобы измерить эту величину оседания в натуре, необходимо иметь для сравнения остаточное поднятие, в котором материнская соленосная толща сохранила бы свою первоначальную мощность. Объем соли современных соляных ядер представляет собой минимальный интрудировавший объем, так как неизвестно, какое количество соли было впоследствии растворено.

Оседание какой-либо толщи определяется объемом лишь той соли, которая переместилась в соляное ядро после отложения этой толщи. Если вершина соляного штока поднялась на 1000 футов (300 м) после того, как отложилась данная толща, а площадь, с которой поступала соль, в 100 раз больше площади штока, то амплитуда оседания толщи составит в среднем всего лишь 10 футов (3 м). Такое незначительное оседание вряд ли

можно заметить, так как оно будет накладываться на общее региональное падение и, возможно, будет маскироваться другими структурными отклонениями. Самое позднее относительное поднятие осадков над соляными ядрами, вероятно, обусловлено, по меньшей мере частично, дифференциальным уплотнением, в результате чего не будет оседания, связанного с истощением исходной соленосной толщи.

Отношение кольцевых синклиналей к антиклиналям в исходной соленосной толще. Большинство соляных куполов (кроме куполов Голфкоста и области у Персидского залива), по всей вероятности, представляют «выросты» из чрезвычайно мощных частей соленосной толщи, развившиеся вдоль сводов антиклиналей. Соль, очевидно, выжата в вершины антиклиналей силами тектонического давления и может поступать из всей или из значительной части площади, смятой в складки. На некоторых площадях оседание пород вокруг соляных куполов достигает 2000—3000 футов (600—900 *м*). Это говорит о том, что такой мощностью первоначально обладала соленосная толща. С другой стороны, мощность соленосной толщи под участками большого оседания, возможно, сильно возрастает в результате притока соли до того, как образуется соляной купол протыкания. Поэтому данные о большой мощности соленосной толщи в зонах оседаний не могут указывать на первоначальную истинную мощность этой толщи.

Миграция кольцевых синклиналей. Другой вопрос, связанный с кольцевыми синклиналями, заключается в том, что первое движение соли в соляной купол из солематеринской толщи, вероятно, происходило с площади возле купола. После истощения этой площади соль для последующих интрузий в соляное ядро будет поступать с площадей, удаленных от купола. Как поясняется ниже, убедительные данные говорят о том, что рост соляного купола продолжается в течение значительного отрезка геологического времени после образования исходной соленосной толщи. Вследствие того, что соль будет поступать с площадей, все более удаленных от купола, оседание, породившее кольцевые синклинали, будет в течение геологического времени прогрессивно распространяться на участки, расположенные все далее и далее от купола. Со времени отложения кайнозойских осадков оседание, вероятно, происходило в местах, относительно удаленных от купола и кроме того, ограничивалось небольшими площадями, не имеющими кольцевой формы.

Остаточные поднятия (Residual Highs). Наличие кольцевых синклиналей влечет за собой существование остаточных поднятий. Если вследствие перемещения соли из материнской толщи в соляной купол, покрывающие породы оседают неодинаково, то не осевшие части или части с меньшей амплитудой оседания образуют остаточные поднятия. Следует ожидать, что остаточные поднятия будут представлять собой широкие и пологие антиклинальные структуры и что с глубиной высота или относительная величина поднятия будет увеличиваться. Классическим примером остаточного поднятия принято считать одно из крупнейших в США газо-конденсатных месторождений — месторождение Кейти (2), имеющее площадь в 30 000 акров (13 000 *га*). Однако не следует забывать о том, что многие геологи не согласны с такой интерпретацией данных по этому и другим месторождениям и считают их глубокими соляными куполами, а не остаточными поднятиями.

Происхождение соляных куполов *

Экспериментальные данные. Геологи, изучавшие соляные купола обычно считают, что они являются интрузивными образованиями, а основным агентом, вызывающим эту интрузию, является всплывание.** Несомненно, соль должна обладать пластичностью; именно пластичность и низкий удельный вес соли обусловливают такое эффективное вторжение ее в вышележащие толщи. Несколько опытов, связанных с пластичностью соли, было описано Ф. М. Ван Тайлом (F. M. Van Tuyl) (369) и Р. Б. Барнсом (R. B. Barnes) (16). Было обнаружено, что пластичность соли увеличивается с повышением температуры и, очевидно, с увеличением процентного содержания воды в ней. Экспериментальные работы, связанные с образованием соляных куполов, были проделаны П. Д. Торри (P. D. Torrey) и С. И. Фрелих (C. E. Fralich) (351), Т. Линком (T. A. Link) (211), Л. Л. Неттлтоном (244), М. С. Добриным (M. S. Dobrin) (91) и Л. Л. Неттлтоном и Т. Элкинсом (T. Elkins) (245). В опубликованных М. Губертом (M. K. Hubert) (166) результатах исследования моделей указывается, каким сопротивлением и другими физическими свойствами должны обладать материалы моделей, чтобы процессы протекали в них так же, как и при образовании соляных куполов. Было обнаружено, что величина сопротивления должна быть обратно пропорциональна размерам модели. По данным М. Губерта мате-

* Распределение и происхождение соляных куполов освещается в работах многих советских исследователей. Можно назвать следующие: Косыгин Ю. А. Механизм образования соляных куполов. БМОИП, отд. геол., № 5—6, 1945; Косыгин Ю. А. Тектоника соляных поднятий Днепровско-Донецкой впадины. БМОИП, отд. геол., № 3, 1946; Косыгин Ю. А. Соляная тектоника платформенных областей. Гостоптехиздат, 1950; Авров В. Я. О генезисе солянокупольных структур Урало-Эмбенской области. ДАН СССР, т. 73, № 3, 1950; Неволин И. В. Геологическое строение Прикаспийской впадины в свете геофизических данных. Гостоптехиздат, 1951. *Ред.*

** Автор пишет «buoyancy», очевидно, понимая под этим стремление к дифференциации по удельным весам. *Ред.*

риалы, использованные в большинстве предшествующих опытов, обладали слишком большим сопротивлением; возможно, что поэтому были получены неправильные результаты.

Материалы, обладающие необходимым для экспериментов на моделях соляных куполов сопротивлением, к сожалению не обладают другими нужными для этой цели физическими свойствами; очевидно, до сих пор не найден материал, который бы был идеальным для опытов по изучению соляных структур. Эксперименты М. С. Добрина и Л. Л. Неттлтона наводят на мысль, что на скорость образования соляных куполов в большей степени влияет вязкость покрывающих соль пород, чем ее собственная вязкость.

По Л. Л. Неттлтону и Т. Элкинсу, поднятие куполов могло быть вызвано или образованием антиклинали в более легком веществе, каким является соль, или же, наоборот, образованием депрессии в покрывающих соли более плотных породах.

Плотность. Несомненно, что соль должна иметь более низкую плотность, нежели покрывающие ее породы, если считать, что всплывание способствует развитию соляных куполов. Удельный вес каменной соли равен 2,19, а средний удельный вес кепрока — 2,6 или 2,8, хотя в некоторых случаях вес чистых образцов повышается до 2,93. Удельный вес различных осадочных пород колеблется от 2,6 до 2,7 на большой глубине и от 1,8 до 1,9 вблизи поверхности. В районах развития мощного покрова современных или плейстоценовых отложений, плотность пород, залегающих на глубинах до 500 или 1000 футов (150—300 *м*) может быть меньше плотности соли. На больших глубинах соль легче других осадочных пород и силы всплывания стремятся вызвать ее подъем.

Соотношения всплывания и тектонических сил. Геологи склонны утверждать, что всплывание является единственной силой, проталкивающей соль вверх через осадки. Возможно это и так, однако имеются данные, на основании которых можно предполагать, что тектонические силы в этом случае не остаются полностью нейтральными. Соль не является единственной осадочной породой, которая интрудирует в другие осадки. Любая диапировая складка имеет интрузивное ядро, состоящее из осадочной породы и, помимо соли, интрузивные ядра могут быть образованы из таких осадков, как гипс и глинистые породы. Ясно, что во многих случаях интрузия этих антиклинальных ядер была вызвана тектоническими силами, а не всплыванием. Утолщение соляных слоев в ядрах антиклиналей также связано, в первую очередь, с латеральным давлением, а не со всплыванием. Там, где соляные ядра представляют собою выступы на сводах антиклиналей, образованных солематеринской толщей, возможно, что те же самые силы, которые формировали антиклиналь, способствовали выжиманию соляного ядра вверх через вышележащие осадки.

На рис. 17-7 и 17-8, взятых из работ Д. Бартона (19) и О. Уилхелма (O. Wilhelm) (390), изображены разрезы соляного

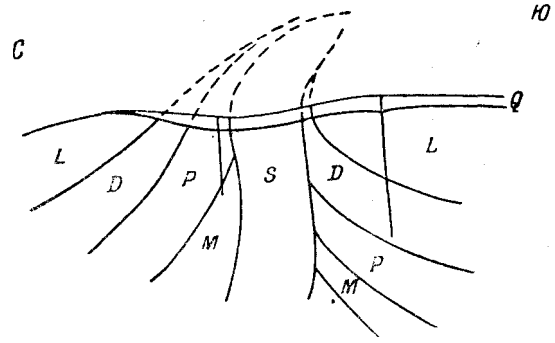


Рис. 17-7. Разрез соляного купола Морени (Румыния) и прилегающих к нему отложений. (По Barton, A. A. P. G.).

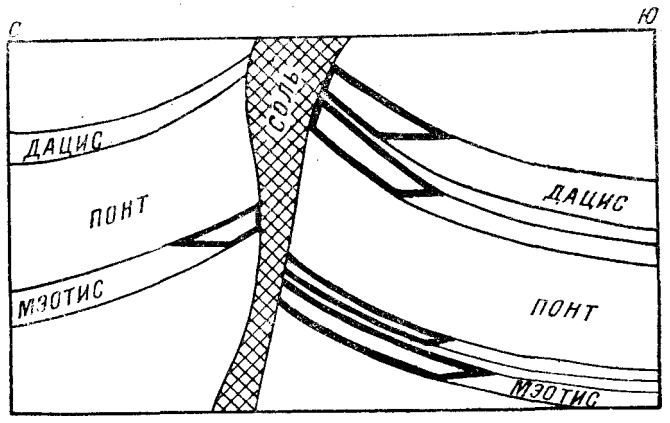


Рис. 17-8. Нефтяные залежи у соляного купола Морени. Жирными черными линиями показаны границы резервуаров. (По Wilhelm, A. A. P. G.).

купола Морени в Румынии. Следует заметить, что крутое падение слоев в стороны от соли, наблюдается на расстоянии, в несколько раз превышающем диаметр соляного тела. Такое сильное нарушение пластов наводит на мысль о том, что на интрузию соли влияло как сжатие, так и всплывание.

Совсем недавно Л. Спенсер и Д. В. Питерс (L. C. Spencer and J. W. Peters) (329) обнаружили, что в месторождении

Магнолиа (штат Арканзас), основание соли имеет только нормальное региональное падение, в то время как кровля соли и покрывающие ее породы смяты в резко выраженные антиклинальную и синклинальную складки. Эта антиклиналь, возможно, является первой стадией в образовании соляного купола. Если дело обстоит именно так, то можно думать, что соляные купола Голфкоста не являются выростами антиклиналей, возникших в результате сжатия, а образованы вследствие действия незначительных локальных сил.

О значении центрального опускания. Оседание центральной части купола было замечено в соляных куполах Клей Крик (Clay Creek), Честнет (Chestnut), Богги Крик (Boggy Creek) и, вероятно, Милликен (Millican). По данным Ф. Лэхи (F. H. Lahee) (188) амплитуда оседания центральной части соляного купола Честнет достигает 2500 футов (760 *м*). У. Б. Фергусон (W. B. Ferguson) и Д. У. Минтон (J. W. Minton) (108) указывают, что центральная часть соляного купола Клей Крик опустилась на 1100 футов (330 м), в результате чего пласты на поверхности имеют падение к центру купола, под углом от 10 до 32°. Согласно высказанному Ф. Лэхи (186) предположению, возникновение центрального оседания по всей вероятности было вызвано прекращением сжатия, являющегося причиной подъема соляного штока. Сомнительно, чтобы образование центральной депрессии могло происходить вследствие растворения соли, так как процессы растворения, очевидно, скорее развивались бы по краям купола, нежели в центре. Если подобные опускания центральной части вызваны прекращением сжатия, то, вероятно, в интрузии соли значительную роль играют тектонические силы. Другое возможное объяснение заключается в том, что центральные депрессии являются следствием сбросов или же влияния тех же самых факторов, которые вызывают образование над вершинами куполов, опущенных по сбросам блоков. *

О природе начального импульса. Ясно, что необходимы какие-либо изменения в условиях залегания или стратиграфии пород для того, чтобы вызвать формирование соляного купола в определенном месте и произвести, выражаясь военным языком, «спуск курка» («trigger action»), в результате которого начнется движение соли вверх через осадки. Во многих районах развития соляных куполов этот начальный импульс вызывался возникновением антиклинали, но вполне возможно, что движение соли вверх может начаться также между стенками нормальных сбросов, которые широко распространены в Голфкосте. Д. В. Гаррисон (141) высказал предположение о том, что локализация

* Последнее предположение представляется более вероятным. Грабены над соляным ядром широко развиты на соляных куполах Эмбы. *Ред.*

соляных куполов к глубокой долине реки Колорадо в Юте вызвана уменьшением нагрузки над солью, происходящей благодаря эрозии при образовании каньона. Однако по утверждению Х. В. С. Проммелла и Х. И. Крама (H. W. C. Prommell and H. E. Crum) (271), эти соляные купола возникли одновременно с включающими их осадками и образование Каньона Колорадо не имело никакого влияния на формирование этих куполов.

Продолжительность формирования соляных куполов

Помимо проблемы остаточных поднятий и кольцевых синклиналей, наиболее важным нерешенным вопросом, связанным с соляными куполами, является, очевидно, вопрос о том, двигалась ли соль постепенно в течение всего геологического времени, начиная с момента отложения исходной соленосной толщи, или же интрузия соли произошла за сравнительно короткий период уже после того, как над соленосными отложениями накопилась большая толща осадков. Вопрос о формировании соляных куполов рассматривается в работах Д. Бартона (19) и Л. Л. Неттлтона (246). Если бы интрузия соляных штоков происходила после отложения всей вышележащей толщи, то в последней должно было бы освободиться место для соляного тела, и покрывающие породы в виде цилиндра или «пробки» диаметром, равным диаметру штока, проталкивались бы к поверхности и разрушались бы под действием эрозии. Затем соль на своем пути кверху поднимала бы эту «пробку» и сдвигала ее в сторону или же проталкивала в промежутки между куполами, где нет поднятий. Если бы описанный процесс распространялся на большие площади, то осадки между куполами были бы смяты в складки. Однако это не подтверждается наблюдениями. Хотя пласты над куполами во многих случаях значительно приподняты, все же нет данных, указывающих на то, что была вытолкнута «пробка» пород, состоящая из осадков, распространенных в нормальном разрезе от соленосной толщи до поверхности. Нет также данных, свидетельствующих об отодвигании солью таких огромных масс пород в стороны от штока.

Результаты наблюдений подтверждают предположение о том, что кровля соли в куполах Голфкоста оставалась на очень незначительной глубине от поверхности в течение большей части кайнозойского времени, возможно, даже со времени отложения соленосной толщи; этот процесс был назван Д. Бартоном «книзу растущим» («downbuilding»). Относительное поднятие соли не было непрерывным, оно было периодическим; в разное время соль подходила очень близко к поверхности, вызывая при этом удаление осадков под действием эрозии, которые первоначально

покрывали соль, а также растворение соли грунтовыми водами на небольшой глубине. Прерывистый характер поднятия соли подтверждается одинаковыми величинами мощностей отдельных свит как в приподнятых частях структуры над соляными куполами, так и за их пределами. Кроме того, имеются данные, указывающие на недавнее поднятие, сменившее состояние покоя, холмов над куполами, развитыми вблизи побережья. * Вполне вероятно, что в некоторых куполах соляные штоки в разное время настолько близко продвигались к поверхности, что в результате эрозии лишились своих кепроков. После этого в результате растворения, возможно, в тот период, когда кровля соли была погребена под незначительной толщей осадков, вновь образовались новые кепроки. Разумеется, поднятия, связанные с соляными куполами, следует рассматривать не как абсолютные, а как относительные. В то время как породы, расположенные над соляным куполом, поднимались относительно пород, прилегающих к нему, происходило общее погружение вследствие прогибания всей геосинклинали; в результате относительно поднятые участки оказались по отношению к уровню моря еще ниже, нежели они были до того, как началось поднятие. Кроме того, не следует забывать о том, что если вершина соляного купола в продолжение какого-то отрезка геологического времени остается на том же расстоянии от поверхности, то это вовсе не означает, что движение соли в ядре к поверхности прекратилось. Движение соли кверху, вне всякого сомнения, происходит в бо́льших масштабах, чем подъем кровли, потому что часть соли уходит на образование кепрока.

Соленосные отложения без соляных куполов

Известны многие случаи, когда мощные соленосные толщи не образовали соляных куполов. В США нет соляных куполов в Западном Техасе, западной части Канзаса и Оклахомы, Мичигане и северной части района Аппалачей и Плато Кэмберленд (Cumberland Plateau) несмотря на то, что здесь развиты соленосные отложения. В этих районах имеются складки, но, по-видимому, не было начального импульса. Возможно, что покрывающие осадки оказались недостаточно пластичными или же складкообразование происходило спустя долгое время после отложения соленосной толщи. *

* Следует отметить, что, рассматривая вопрос о продолжительности формирования соляных куполов, автор, также как и при обсуждении других вопросов, опирается только на данные по соляным куполам Голфкоста, лишь изредка приводя примеры соляных куполов других областей. Между тем, если учитывать данные по всем солянокупольным областям, можно прийти к выводу о том, что наряду с куполами, формировавшимися в течение длительного периода геологического времени, имеются купола, образовавшиеся в сравнительно короткий промежуток времени. Это относится к куполам, происхождение которых связано со складчатостью или сбросами, или с тем и другим вместе. *Ред.*

Выявление очень глубоких соляных куполов

Помимо соляных куполов, в которых соль или кепроки были вскрыты буровыми скважинами, в Голфкосте имеется целый ряд антиклинальных структур, в которых не были обнаружены ни соль, ни кепроки. Многие из таких поднятий, несомненно, являются соляными куполами, характеризующимися очень глубоким залеганием соли; породы в сводах этих структур имеют такое же строение, как и над известными соляными куполами. Округленная форма, нормальные сбросы, рассекающие породы над поднятием с опущенными по направлению к своду крыльями и гравитационный минимум у свода — все эти признаки указывают на принадлежность структуры к соляному куполу. В большинстве случаев данные относительно существования соляного купола являются довольно убедительными, даже если скважины не встретили соли. Однако имеются другие структуры, например, поднятие Кейти, в отношении которых мнения геологов расходятся.

Залежи нефти и газа, связанные с соляными куполами

История разработки. Разведка нефти и газа в соляных куполах несколько раз переживала периоды подъема и спада вследствие неравномерного развития новой техники, предназначенной для поисков соляных куполов. В доисторические времена, как указывают Д. Д. Гаррис (G. D. Harris) и А. Вич (A. C. Veach)

* Оба предположения, высказанные, автором, кажутся маловероятными. Первое предположение о недостаточной пластичности покрывающих осадков непонятно. Насколько известно, одним из основных факторов, обусловливающих образование соляных куполов, является пластичность соли, а не покрывающих пород. Вероятно, автор имел в виду районы развития над солью только очень жестких пород, таких, как например известняки и доломиты.

В отношении второго предположения следует отметить, что оно не вытекает из содержания предыдущих отделов данной главы: нигде не говорится о том, что при значительном разрыве во времени между образованием соленосной толщи и «импульсом», кладущим начало формированию купола, куполообразование происходить не будет. Мало того, известны случаи, свидетельствующие об обратном. Так, например, в Хатангской впадине соленосная толща имеет нижнепалеозойский возраст, а образованные ею купола связаны с альпийскими складками.

Соляные купола образуются в определенных геотектонических зонах, при определенном режиме тектонических движений, и наличие соленосной толщи является необходимым, но недостаточным условием для их образования. *Ред.*

(139), индейцы разрабатывали каменную соль на куполе Острова Аври (Avery Island). В 1862 г. соль была обнаружена в ручной скважине на глубине почти 16 футов (5 *м*). Это открытие послужило толчком для развития добычи соли. Капитан Антони Ф. Лукас (Anthony F. Lucas), руководивший горными работами на соляных куполах Луизианы, высказал предположение, что под холмами плоской прибрежной равнины могут скрываться соляные купола, заключающие ловушки для нефти. Заданная им в 1901 г. на соляном куполе Спиндлтоп скважина дала фонтан нефти из кепрока, залегающего на глубине примерно в 1100 футов (330 *м*). Это событие сразу же вызвало большой интерес к добыче нефти из соляных куполов и положило начало нефтяной промышленности Голфкоста.

Первый этап разведки на нефть в Голфкосте заключался в поисках соляных куполов с помощью поверхностных признаков: холмов, выходов газа, парафинового ила * и т. п. По данным И. И. Розэра (E. E. Rosaire) (286), этот метод был особенно успешным в период с 1901 по 1905 гг., но по мере того как количество соляных куполов, обнаруженных таким способом, сокращалось, он становился все менее перспективным. В. Ф. Хеннингер (W. F. Henninger) (153) утверждает, что за время с 1917 по 1924 гг. с целью поисков соляных куполов было задано приблизительно около 675 «диких кошек», общей стоимостью в 20 000 000 долларов, в результате чего был обнаружен всего лишь один соляной купол.

С 1924 по 1929 гг. разведка соляных куполов производилась в основном методом преломленных волн, благодаря которому были открыты многие купола. Однако с помощью этого метода можно обнаружить относительно неглубокие соляные купола, в которых кровля соли находится на глубине, не превышающей 1 милю (1,6 *км*). Начиная с 1930 г., после того как почти все неглубокие купола были открыты, поиски методом преломленных волн не давали значительных результатов. С 1924 по 1935 гг. многие соляные купола были обнаружены при помощи вариометра. Вообще, начиная с 1930 г. и до настоящего времени, при поисках соляных куполов успешно используются гравиметрические методы, несмотря на то, что эти методы скорее пригодны для определения общего положения соляного купола, чем для выбора мест заложения поисковых скважин. По данным И. Э. Эккарда (E. A. Eckhardt) (99) в течение первого полугодия 1937 г. два гравиметра за каждую неделю открывали по одному соляному куполу, обнаружив в общем за этот период 20 соляных куполов. С 1932 г. и до наших дней основным методом разведки соляных куполов является метод преломленных

* См. стр. 376 *Ред.*

волн, этот метод не был оставлен благодаря усовершенствованиям в аппаратуре и методике работы.

Нефтеносность кепроков. Первая нефть на техасском Голфкосте — фонтан Лукаса в Спиндлтопе — была получена из кепрока. На ранних этапах развития нефтяной промышленности в районе Голфкоста, с 1901 по 1910 гг. нефть добывалась в основном из кепроков. А. Дьюссен (A. Deussen) (85) указывает, что все известные нефтяные залежи в кепроках были обнаружены с 1901 по 1905 гг., и с того времени в Северной Америке не было найдено ни одной новой залежи в кепроке. Суммарное количество нефти, добытой из кепроков, четырех основных месторождений: Спиндлтоп, Сауэр Лейк (Sour Lake), Батсон (Batson) и Хамбл (Humble) достигает 189 млн. баррелей (26 млн. *т*). В кепроках был обнаружен также газ с высоким процентным содержанием сероводорода.

Залежи нефти в кепроке содержатся только в кальцитовой зоне; пористость и проницаемость этой зоны обусловлена наличием трещин и возможно также растворением кальцита или серы. Нефть и газ из кепроков добываются исключительно в неглубоких куполах. Причиной этого, вероятно, в первую очередь является малая мощность кепроков в глубоких куполах; возможно также и влияние других факторов. Многие скважины, вскрывшие кепрок, имели, благодаря хорошей проницаемости пород продуктивной зоны, высокий дебит.

Нефтеносность крыльев куполов. *Характер коллекторов и структуры.* В течение второго этапа в истории развития нефтяной промышленности Голфкоста нефть добывалась из песчаников, залегающих на крыльях соляных куполов. Этот вид добычи характерен, в основном, для крыльев неглубоких куполов, в которых осадки, залегающие над куполом на небольшой глубине, не являются нефтеносными. Во многих случаях ловушки, обусловившие нефтепродуктивность, были образованы ограничением солью или брекчированной зоной песчаников, падающих в сторону от купола под углом от 10 почти до 90°. Вниз по падению ловушка ограничена водо-нефтяным контактом, вокруг — по периферии купола — сбросами, а также понижением пересечения песчаных пород с солью или литологическим изменением — переходом песчаных пластов в глинистые.

Благодаря тому, что многие песчаные пласты ограничиваются боковой поверхностью соляного штока и падают в стороны от него, они образуют хорошие ловушки, и нефтяные залежи данного типа характеризуются большим количеством продуктивных горизонтов. Если боковая поверхность соляного штока имеет крутое падение, продуктивные резервуары могут залегать непосредственно друг под другом; если же боковая поверхность имеет пологое падение, то по мере увеличения глубины, нефть будет обна-

руживаться все дальше и дальше от соляного штока. В ряде соляных куполов нефтепродуктивные горизонты залегают под соляным навесом (выступом). Вследствие широкого развития сбросов, крутого падения пород и влияния давления, создающего выклинивание песчаных пластов, нефтяные месторождения, связанные с наличием у соляных штоков крыльевых залежей, как правило, имеют очень сложное строение.

Не все ловушки на крыльях соляных куполов образованы только ограничением песчаных горизонтов склонами соляного штока. В некоторых случаях ловушки располагаются на довольно умеренном расстоянии от штока и связаны с наличием сбросов или переходов песчаных пород в глинистые вверх по восстанию или же перерывом в протяженности отдельных горизонтов из-за местных несогласий, вызванных поднятием соляного купола. Ловушки, имеющие подобное происхождение, гораздо труднее обнаружить, чем ловушки, примыкающие к соли. Крыльевые залежи обычно занимают небольшие площади по краям купола, но характеризуются высокой добычей с единицы площади. По данным Вер Уиба (W. A. Ver Wiebe) (372) добыча на куполе Дженнингс (Jennings) колеблется от 153 000 до 300 000 бареллей с акра (от 50 000 до 100 000 *т* с *га*); на куполе Спиндлтоп — 290 000 бареллей с акра (90 000 *т* с *га*) и на куполах Сауэр Лейк и Винтон превышает 130 000 бареллей с акра (40 000 *т* с *га*). Высокая добыча с единицы площади из крыльевых залежей отчасти является следствием повышенной мощности продуктивных горизонтов, а отчасти обусловлена большим их числом. В некоторых случаях, вследствие больших углов падения, видимая мощность нефтеносных горизонтов, вскрываемая вертикальными скважинами, значительно превышает их истинную стратиграфическую мощность. *

Поиски крыльевых залежей. В проекции на горизонтальную плоскость крыльевая залежь обычно имеет форму очень узкой ленты. Поэтому разбуривание такой залежи очень затруднено. Если поисковая скважина будет незначительно смещена к центру, то она встретит соль и окажется сухой; если скважину незначительно сместить по направлению от соляного штока, то она выйдет за контур нефтеносности. Иногда скважины, оказавшиеся слишком близко или, наоборот, далеко от соли, искривляются и забуриваются вторым стволом ближе или дальше к соли с того же самого места с целью выяснения нефтеносности горизонтов в более благоприятных участках. В тех случаях, когда скважина, заложенная возле штока, встречает соль, это еще не говорит об отсутствии нефтяной или газовой залежи в данной точке, так

* Надо полагать, что это и является одной из причин высокой продуктивности крыльевых залежей на единицу площади. *Ред.*

как эта встреченная скважиной соль может слагать навес, под которым залегают нефтеносные горизонты. Несмотря на высокую добычу с единицы площади, бурение на крыльевые залежи нефти все же является очень дорогим из-за того, что для их поисков требуется большое количество «сухих» скважин, а открываемая продуктивная площадь обычно оказывается очень малой.

Вследствие сложного геологического строения и малой ширины крыльевых залежей нефти, для тщательной разведки нефтеносности одного соляного купола потребовалось бы бурение огромного количества скважин, и, по всей вероятности, ни один соляной купол Голфкоста не был подвергнут такой полной разведке, на основании которой можно было утверждать о том, что выявлены все имеющиеся в пределах купола крыльевые залежи. В большинстве случаев на соляных куполах бурилось несколько проверочных скважин, но даже и эти скважины, вероятно, не были размещены должным образом, чтобы выяснить наличие крыльевых залежей. До применения сейсмического метода отраженных волн большое число скважин бурилось только лишь для того, чтобы найти край соляного штока. В последние годы основное внимание при поисках нефти уделялось антиклиналям над глубокими куполами; крыльевые залежи разведывались попутно. Но после того, как антиклинали над глубокими куполами были проверены, вновь началось бурение поисковых скважин на крыльевые залежи.

Нефтеносность горизонтов, покрывающих глубокие соляные купола. *Общий характер нефтеносности.* Исключительно важный тип нефтяных залежей, связанных с соляными куполами Голфкоста, обнаружен в слегка изогнутых, но обычно изобилующих сбросами, пластах, залегающих над глубокими куполами. Разработка этих залежей составляет третий этап в истории добычи нефти из соляных куполов Голфкоста. Залежи нефти в горизонтах, покрывающих соль в глубоких куполах, имеют более важное значение, чем нефть крыльевых залежей, так как первые обычно характеризуются гораздо большей площадью распространения и для их поисков, после установления местоположения купола, требуется всего лишь несколько скважин. Добыча с единицы площади может быть, благодаря большой мощности, очень значительной, а нередко и благодаря большому числу продуктивных горизонтов. Высота структур данного типа может достигать десятков и даже сотен метров, на основании чего следует предполагать, что при наличии в разрезе мощных песчаных пластов в них возможно образование крупных по высоте залежей нефти. В то время как в кепроках и неглубоких частях крыльев содержится, главным образом, нефть, в пластах над глубокими куполами встречаются значительные залежи газа и конденсата.

Влияние сбросов на нефтеносность. Одной из характерных особенностей солянокупольных нефтяных месторождений является интенсивное развитие сбросов, значительно влияющих на размещение пород-резервуаров. До введения электрокароттажа нельзя было точно выяснить, насколько многочисленны эти сбросы. Там, где мощность продуктивных горизонтов превышает амплитуду сбросов, эти горизонты в смежных блоках сообщаются между собою, благодаря чему во всех блоках газо-нефтяной и водо-нефтяной контакты находятся на одном и том же уровне. Это происходит потому, что при таком соотношении мощности пласта и амплитуды сброса по обе стороны от сбросовой поверхности песчаные породы залегают на одном уровне и между ними нет непроницаемой зоны. В подобных случаях сбросы влияют лишь на мощность продуктивной части горизонтов, так как изменяют высоту залегания кровли горизонта над водо-нефтяным контактом.

В тех случаях, когда мощность продуктивных горизонтов намного меньше амплитуды сбросов, песчаные пласты у сбросовой поверхности контактируют с глинистыми, в результате чего невозможна миграция нефти через сбросы, и в каждом сбросовом блоке образуется отдельная изолированная залежь. В таких условиях отметки газо-нефтяного и водо-нефтяного контактов в разных сбросовых блоках различны и, следовательно, в одних блоках залежи нефти будут располагаться ниже, чем вода в других блоках. Иногда в песчаных пластах, расположенных ближе к центру купола, но в данное время опустившихся ниже уровня контурных вод, наблюдаются примазки нефти, указывающие на то, что до образования сбросов они содержали нефть. Несомненно, миграция нефти в куполе, во многих случаях, должно быть, происходила до интенсивного сбрасообразования, ибо в противном случае сбросы блокировали бы миграцию нефти и газа вверх по восстанию пластов.

Поскольку амплитуда сбросов может достигать 800—1000 футов (250—300 *м*), при размещении скважин на структурах данного типа необходимо обращать серьезное внимание на развитие сбросов. Внимательно изучая в процессе разбуривания месторождения данные электрического, радиоактивного и нейтронного кароттажа, можно с достаточной точностью определить сбросы и водо-нефтяные контакты в различных блоках, что позволит провести разработку месторождения с минимальным количеством сухих скважин.

Разведка глубоких соляных куполов. После открытия в 1931 г. нефтяного месторождения Конроэ внимание нефтяников Голфкоста, сосредоточенное до тех пор на добыче из неглубоких куполов и их крыльев, было привлечено к отложениям, залегающим на больших глубинах и покрывающим более глубокие соляные купола. По данным Ф. В. Мишо (F. W. Michaux) и Е. О. Бака (E. O. Buck) (232), продуктивная площадь месторождения Конроэ равна около 17 200 акров (7000 *га*), что превышало общую продуктивную площадь всех солянокупольных нефтяных месторождений, известных к 1931 г. Помимо континентального шельфа, а также стратиграфических ловушек и сбросовых структур юго-западного Техаса, со времени открытия месторождения Конроэ главными объектами поисков в Голфкосте являются антиклинали, расположенные над глубокими соляными куполами. Основную роль в этих поисках играет геофизика. Однако в некоторых случаях данные о подземном рельефе позволяют наметить площади, подлежащие особо тщательным геофизическим исследованиям.

После открытия купола дальнейшее изучение его производится, главным образом, по разрезам пробуренных скважин, хотя на ранней стадии разведки месторождения очень большую пользу могут оказать структурные карты, построенные по данным сейсморазведки методом отраженных волн. *

* На этой стадии изучения солянокупольного месторождения данные о его строении могут быть получены при применении скважинного сейсмографа, а также путем проведения сейсмических работ по разработанному в СССР комбинированному методу преломленных волн. *Ред.*

Глава 18

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ СКВАЖИН

Значение

Тому, кто не знаком с нефтяным делом, может показаться, что работа геолога-нефтяника заканчивается после того, как он обнаружит и закартирует подходящую структуру и определит на ней местоположение поисковой скважины. В действительности же с началом бурения поисковой скважины геологические работы развертываются полным ходом. В целом, решение проблем, возникающих после начала бурения, отнимает у нефтяных геологов гораздо больше времени, нежели поиски структур и размещение на них поисковых скважин. Значительная часть времени геологов-нефтяников идет на изучение образцов, взятых во время бурения. Описание результатов этого изучения, называемое разрезами по образцам, составляет ту основу, на которой покоится наука о геологии нефти. Эти разрезы дают сведения, необходимые для составления структурных карт, для проведения корреляции и стратиграфических исследований, а также для обнаружения продуктивных пород в скважинах. Тот, кому приходилось бывать во многих окружных геологических учреждениях, частенько наблюдал, что большинство геологов занято исследованием образцов под микроскопом. В действительности, составление литологических разрезов отнимает так много времени у нефтяных геологов, что уже одного этого достаточно для того, чтобы считать эти разрезы очень важными.

Разумеется, одного лишь чтения инструкций недостаточно для того, чтобы научиться составлять точные разрезы по образцам. Умение составлять хорошие разрезы по образцам приобретается исследованием образцов под микроскопом, проводимым под руководством опытного геолога, а также периодическим сопоставлением полученных данных с результатами опробования. Как бы то ни было, любой геолог, даже в том случае, если он не собирается заниматься описанием образцов, должен иметь общее представление о том, как это делается.

Историческая справка

В течение первой половины века существования американской нефтяной промышленности литологические описания обычно составлялись бурильщиками. До 1920 г. в редких случаях описания составлялись геологами, но с 1930 г. быстро распространилось составление описания разрезов по образцам, и с этого времени разрезы наиболее важных скважин, как правило, составляются геологами, а геологическая интерпретация бурильщиков уже не играет такой роли. Как указывает Р. М. Уайтсайд (R. M. Whiteside) (389), несмотря на то, что вращательное бурение впервые стало применяться при разработке месторождения Спиндлтоп в 1901 г., первая попытка отбора обычным способом образцов, получаемых при вращательном бурении, была произведена лишь в 1922 г. До 1927 г. процент скважин вращательного бурения, из которых отбирались пробы, был очень незначителен. Р. Д. Рид (R. D. Reed) (274) утверждает, что до 1924 г. образцы, как правило, не сохранялись и не изучались. В течение долгого времени среди бурильщиков канатного бурения существовала привычка брать образец в конце каждого долбления («screw» — обычно, около 6 футов — 1,8 *м*) с целью исследования обломков породы на наличие нефти и газа, а также для выяснения или описания их литологии. Часто кусочки продуктивных пород раскладывались на доске для просмотра, но до 1925 г. и позднее образцы из скважин канатного бурения обычно не сохранялись до просмотра геологами. Разработка точных методов составления разреза скважин, буримых вращательным методом, является одним из крупных достижений нефтяной геологии. Благодаря этому стали возможны стратиграфическая идентификация и корреляция, что является основой структурного картирования и стратиграфических исследований, которые, в свою очередь, в значительной мере способствовали успеху науки. Извлечение кернов из пластов-коллекторов практикуется уже давно, но лишь примерно в 1940 г. стали общеупотребительными методы измерения пористости, проницаемости и содержания флюидов в кернах. Около 1939 г. был введен метод составления разрезов по глинистому раствору, требующий изучения шламма.*

Буровые рапорты бурильщиков

Несмотря на то, что буровые рапорты, составленные бурильщиками, давно уже вытеснены другими более надежными методами составления разрезов скважин, геологам-нефтяникам все

* В СССР этот метод был разработан значительно раньше в АзНИИ. *Ред.*

же следует иметь некоторое представление о том, что представляют собой эти документы и как их нужно интерпретировать. Часто бывает так, что буровой рапорт бурильщика является единственным источником данных о старых скважинах, имеющих важное значение для выяснения геологического строения площади. Кроме того, лучше располагать рапортами бурильщиков, чем не иметь никаких данных. Обычно рапорты, составленные бурильщиками канатного бурения, более точные, нежели рапорты бурильщиков вращательного бурения. Частично это происходит потому, что бурильщики канатного бурения имеют большие возможности для получения проб в незагрязненном виде, а также потому, что они обычно исследуют пробы через каждые 1,8 *м*.

С другой стороны причиной большей точности буровых рапортов бурильщиков канатного бурения, является возможность более точного описания встречаемых при проходке нефти, газа и воды, потому что последние притекают в скважину или попадают в трубную головку, или извлекаются желонкой. Даже в случае сохранения образцов, бурильщик может дать гораздо более точное описание обнаруженных флюидов, включая и их количество, чем геолог, изучающий образцы после того, как скважина закончена. По этой причине тот, кто собирает пробы из скважин, пройденных канатным бурением, должен всегда, если возможно, стремиться получить данные относительно вида, количества и глубины залегания флюидов, обнаруженных при проходке.

Рапорты бурильщиков канатного бурения по качеству описания бывают как точными, так и неточными. Ясно, что некоторые буровые рапорты, особенно старые, были сфабрикованы или составлены бурильщиками по памяти после того, как скважина была уже закончена. Часто в своих описаниях бурильщики не отмечали наличие соленой или пресной воды, даже если вода поднималась до устья скважины. Так как бурильщики редко обучались геологии, то они, вероятно, описывали крепкие песчаники как известняки, а известняки, которые после разбуривания наверху имели сходство с песком, заносились в рапорт как песок. Сланцеватые глины (shale) обычно относились к метаморфическим сланцам (slate), и излюбленный термин «метаморфические сланцы и ракушечники» (slate and shells) означал чередование сланцеватых глин с крепкими песчаниками или тонкослоистыми известняками. На площадях, где разрезы легко коррелируются, многие буровые рапорты бурильщиков канатного бурения имеют такую же ценность для выяснения структуры, как и буровые разрезы, составленные геологами по образцам.

Бурильщики вращательного бурения имеют меньше возможностей, чем бурильщики канатного бурения, для выяснения характера пород, которые они встречают при проходке скважины, а также для выявления содержащихся в породах флюидов.

В этом случае, по скорости проходки скважин, бурильщики могут определять, проходятся ли твердые или мягкие породы. Результаты регистрации скорости проходки поэтому могут оказаться ценными. Из наблюдений над работой механизмов во многих случаях можно также почерпнуть некоторые данные относительно характера проходимых пород, в частности, можно узнать, являются ли они твердыми или мягкими. Внезапное изменение в ритме работы буровых механизмов, как правило, указывает на изменения литологии проходимых пород; такие переходы, соответственно описанные, могут быть очень полезными при корреляции других видов разрезов. Хотя еще многое из того, что можно наблюдать в процессе бурения скважины, является ценным для интерпретации их разрезов, составленных по образцам или другим способом, литологическое толкование старых буровых рапортов, составленных бурильщиками, ненадежно; несомненно, что ими при проходке пропущены многие нефтеносные горизонты.

Буровые разрезы, составленные по образцам, взятым из скважин канатного бурения

Составление разрезов скважин канатного бурения является делом более легким, чем составление разрезов скважин вращательного бурения. Пробы берутся в решето, подставляемое под желонку, из которой при ее разгрузке выходят грязь и обломки пород. Смесь разбавляется водой, размешивается, а затем грязная вода сливается. Это повторяется до тех пор, пока вода не будет достаточно чистой. Оставшиеся кусочки породы высушиваются и исследуются. Если образцы взяты из нефтеносного горизонта, то при промывке нефть может выйти из обломков и появиться в виде нефтяной пленки, покрывающей воду. В других случаях нефтяная пленка оказывается настолько тонкой, что дает интерференционные цвета, благодаря чему и появился термин (ирризирующая нефтяная пленка» (a rainbow of oil).

Термин «свободная нефть» (free oil) относится к нефти, поступающей в скважину в довольно больших количествах, благодаря чему ее можно собрать и измерить объем. При составлении буровых разрезов скважин канатного бурения обрушение пород в скважине является гораздо меньшим препятствием, чем в скважинах вращательного бурения. Обычно обвалы породы не особенно часты или же имеют место только в немногих горизонтах у устья скважины; обвалившиеся породы можно сравнительно легко отличить от кусочков породы, образующихся при бурении. Канатное бурение применяется на площадях с устойчивыми породами, и в необсаженных скважинах обычно не бывает обвалов. Там, где породы подвержены обвалам, бурение ведется вращательным способом.

Большим преимуществом разрезов скважин канатного бурения, по сравнению со скважинами, бурящимися вращательным способом, является возможность точной диагностики флюидов, встречаемых при проходке. Наличие газа устанавливается по выходу его из трубной головки, а любое количество нефти, поступающей в скважину, будет извлечено при тартании. Количество воды, поступающей в скважину, можно определить, если заметить, насколько больше было оттартано по сравнению с тем, что было налито в скважину, а также, если наблюдать за тем, как быстро наполняется скважина. Обычно при достаточно внимательном наблюдении за проходкой скважины невозможно пропустить какие-либо горизонты, способные продуцировать нефть или газ в промышленных количествах. Иногда, однако, встречаются пласты, естественная нефте- или газопродуктивность которых является очень незначительной, но может быть повышена до промышленных размеров путем торпедирования скважины; в таких случаях даже бурильщики, ведущие канатное бурение, и операторы [техники] могут не заметить, что эти горизонты являются продуктивными.

Разрезы скважин вращательного бурения, составляемые по образцам *

Сбор и обработка образцов. Методы составления буровых разрезов по образцам, взятым из скважин вращательного бурения, описаны в трудах Р. М. Уайтсайда (389), С. К. Кларка (S. K. Clark), Дж. И. Даниэлса (J. I. Daniels) и Д. Т. Ричардса (J. T. Richards) (63), Р. Д. Рида (274), Дж. М. Хиллса (J. M. Hills) (157), Б. Грейдера (B. Greider) (127) и Р. Д. Джилла (R. J. Gill) (120). Кусочки породы обычно улавливаются каким-либо механическим приспособлением, как например, прибором для очистки глинистого раствора. Отобранные образцы промываются для удаления грязи, просушиваются и разделяются на различные фракции или «кусочки» («cuts»). Это делается для того, чтобы обеспечить различные компании образцами или для проведения разных видов исследований.

О методах составления буровых разрезов. После промывки и просушки образцы раскладываются на лотках и исследуются под бинокулярным микроскопом, обычно при увеличении от 9 до 24 раз. Сразу же возникает вопрос: составлять ли разрез по тому, что находится непосредственно под микроскопом, исключая породы явно обрушенные, или же составлять разрез только для пород, которые по представлениям геологов пересекаются скважиной на различной глубине. Решение данного вопроса зависит от качества образцов и особенностей местного стратиграфического разреза. Если свиты, буровой разрез которых надо составить, являются постоянными, легко распознаваемыми, с четко выраженной литологией, как например, палеозойские отложения, встречающиеся в районе Мид-Континента, то, вероятно, лучше воспользоваться методом интерпретации. Если же свиты не обладают четкой литологией или если фациальные переходы довольно часты, то лучше всего составлять буровой разрез только по полученным образцам, чтобы не отразить в буровом разрезе представлений и гипотез того геолога, который составляет разрез.

Различение пород, обрушившихся сверху, от пород с забоя является основной проблемой при составлении разрезов скважин вращательного бурения. Трудность решения этого вопроса во многом зависит от характера проб, т. е. от того, какую часть в них составляют обрушенные породы, что, в свою очередь, зависит, главным образом, от качества глинистого раствора.

Старые пробы, вероятно, были гораздо хуже, так как качество глинистого раствора в настоящее время в общем выше, чем было раньше. Старые образцы почти полностью состояли из обломков пород, обвалившихся сверху. Образцы, получаемые в настоящее время, могут быть такими же, если применяется глинистый раствор плохого качества или если стенки скважины состоят из относительно рыхлых пород, подверженных обваливанию. В результате обрушения, вероятно, чаще образуются большие куски породы, чем мелкие обломки. Сланцеватые глины более других пород подвержены обрушениям, особенно если они являются бентонитовыми.

Метод, применяемый обычно для распознавания обвалившихся пород от обломков пород, образующихся на забое скважин в результате работы долота, базируется на следующем положении: если обломки принадлежат к типу пород, залегающих выше, то, следовательно, они представляют результат обвала, в то время как новый тип породы, не встреченный до сих пор, представляет собой обломки породы с забоя скважины. Это оправдывает себя там, где свиты выражены отчетливо, но там, где свиты состоят из однообразного чередования глинистых и песчаных пород, часто бывает невозможным отличить обрушенные породы от пород с забоя, и это соответственно сказывается на качестве разрезов.

В районе Мид-Континента и Пермского бассейна США данные о проходимых скважиной породах могут быть получены в результате изучения образцов из глинистого раствора. В Голфкосте, где развиты рыхлые толщи, во многих случаях имеющие нечеткую литологию, для получения сведений литологического

* Во всем этом разделе автор под разрезами по образцам понимает разрезы, составляемые по образцам, извлеченным из глинистого раствора. *Ред.*

характера и для местной корреляции основной упор надо делать на электрокароттаж. Микропалеонтология в Голфкосте широко используется в основном для корреляции на большие расстояния и лишь до некоторой степени для сопоставления разрезов в пределах малых площадей. В общем, там, где толщи состоят из чередования песчаных и глинистых пород, представления о их литологии, полученные на основании данных электрокароттажа, будут более близкими к действительности, чем по данным образцов пород.

Если разрез скважины составляется лишь только на основании образцов, то в каждом отдельном случае необходимо определять процентное содержание имеющихся типов пород и каждый из них описывать. Обычно указание или отсутствие сведений о пористости, пропитанности жидкостями и любых других признаках помогают выяснить, насколько тщательно отражены в разрезе возможно нефтеносные породы, описаны ли литологические свойства отложений с той степенью детальности, которая необходима для корреляции свит в разных скважинах. Степень детальности, необходимая для корреляции толщ, естественно различна для разных мест, и геолог, знакомый со стратиграфическим разрезом, должен знать, насколько детально в каждом случае следует описывать разрез.

Необходимо отметить, что некоторые отложения, как например, ряд палеозойских комплексов в Мид-Континенте, обладают на довольно широкой площади характерными особенностями, обнаруживаемыми под микроскопом, которые дают возможность геологам отличить их от обвалившихся пород; эти особенности не упомянуты в имеющихся в литературе описаниях данных отложений. Для некоторых площадей требуются исключительно подробные разрезы скважин с описанием таких деталей, как формы песчаных зерен или кристаллов, характер поверхностей песчаных зерен и наличие в них включений. В других случаях корреляция свит может быть настолько легкой, что достаточно обычного бурового рапорта бурильщиков. Хиллс утверждает, что опытный геолог может описать в день от 100 до 300 образцов.

Ошибки и недостатки метода. При составлении разреза по образцам могут быть допущены ошибки, помимо тех, которые возникают в результате примешивания обвалившихся сверху пород. Любая ошибка в измерении глубины скважины, разумеется, отразится на глубине, отмечаемой на образце при его взятии. Кроме того, даже если глубина, на которой ведется бурение скважины во время взятия образца, записана точно, в литологическом разрезе может допускаться ошибка, вызываемая запаздыванием образцов (sample lag). Эта ошибка является следствием неясности в отношении проходки скважины за период

времени между моментом срезания пород долотом и моментом их сбора на поверхности. Если известны скорость бурения и время, затрачиваемое на подъем кусочков пород от забоя к поверхности, то можно определить величину поправки.

Скорость бурения определяется по кривой скорости бурения, а время, затраченное на поднятие обломков на поверхность, во многих случаях можно легко оценить довольно точно. Д. М. Хиллс (157) считает, что при обычном давлении глинистого раствора в скважине диаметром в 7—8 дюймов обломки породы за 10 мин. поднимутся на 1000 футов (300 *м*). Он также утверждает, что в скважинах с плохим состоянием стенок, с наличием размывов, скорость подъема обломков на поверхность не может быть подсчитана на основании только данных по диаметру скважины и производительности насоса, так как в расширенных местах образуются завихрения, и скорость движения жидкости снижается. Если величина запаздывания образца известна точно, то в литологическом разрезе скважины на нее можно сделать поправку. Но эту поправку нельзя вносить, если полученные данные не будут сопровождаться образцами пород, что делается в редких случаях. Точно составленный разрез скважины по образцам можно коррелировать с электрическим разрезом и разрезом, составленным по продолжительности бурения, в результате чего появляется возможность построить интерпретационный разрез скважины, отражающий истинную литологию и исправленные глубины. *

Принято тщательно записывать все признаки, указывающие на пористость и проницаемость обломков. Естественно, возникает вопрос, насколько точными являются эти определения пористости? Ответить на этот вопрос можно лишь только тогда, когда определенная таким путем пористость будет подтверждена данными из других источников. Один из способов проверки заключается в сравнении с данными опробования тестером, однако при этом опробовании иногда могут быть получены ошибочные результаты. При сравнении степени пористости обломков пород, отобранных из глинистого раствора, с данными по пористости кернов и результатами кароттажа, могут быть выявлены значительные расхождения. Разумеется, когда пористость обусловлена наличием трещин или пустот растворения, ее нельзя определить путем изучения образцов пород из глинистого раствора.

Вычерчивание разрезов скважин, составленных по образцам. Разрезы скважин, составленные по образцам, обычно вычерчи-

* При расчетах скорости и подъема важно учитывать производительность насосов и площадь кольцевого зазора между стенками скважины и наружной стенкой бурильных труб. Следовательно, помимо диаметра скважины, для расчетов необходимы еще и данные о диаметре бурильных труб. Подробнее об этом см. в курсе «Нефтепромысловая геология». *Ред.*

ваются на отпечатанных в типографии бланках шириной в 76 *мм*, на которых слева имеется полоска для графического изображения разрезов, а справа место для описания. Графические разрезы, как правило, наносятся в красках, при этом различные цвета указывают на типы пород, а черная и белая расцветка на такие свойства пород, как например пористость и кремнистость. В различных нефтяных компаниях значение цветов неодинаково, но в общем, известняк обозначается синим цветом, доломит — темно-синим или пурпурным, песчаник — желтым или оранжевым, сланцеватые глины (shale) — черным или серым, а красные сланцеватые глины — красным цветом. Очень часто сланцеватые глины не закрашивают совсем.

Графические буровые разрезы используются в первую очередь для корреляции; можно уложить в ряд друг возле друга несколько таких разрезов для установления сходства между ними. Для целей корреляции берется масштаб, равный 6 *м*, 12 *м* и 24 *м* в 1 *см*, а для вычерчивания продуктивной части разреза применяется более крупный масштаб.*

На рис. 18-1, взятом из работы С. Эллисона (S. Ellison) (101), приведен типичный пример графического литологического разреза скважин.

Отражение в разрезах окраски пород нефтью (Logging oil stains). Точное описание степени окраски пород нефтью является важной частью работы при составлении разрезов скважин по образцам.

Стенки пор, содержащих нефть, окрашиваются в желтоватый или слегка коричневый цвета. Нефтепродуктивные пески обычно, но не всегда, имеют эту окраску, однако такой же цвет могут иметь и непродуктивные породы. Эта окраска, очевидно, является следствием присутствия в нефти какого-либо темного, сильно пигментирующего компонента, который адсорбировался на стенках пор и не растворяется в обычных нефтяных растворителях; он может быть удален лишь при помощи хромовой кислоты или нагревания. Значение нефтяной окраски образцов, поднятых с забоя скважин, неодинаково в разных районах и даже в разных отложениях одного и того же района. Поэтому интерпретация данных о нефтяной окраске пород должна основываться на результатах проверки промышленной нефтеносности окрашенных нефтью пород, причем каждый комплекс осадков следует рассматривать отдельно. Опыт показал, что в некоторых отложениях нефтяная окраска пород является прекрасным показателем наличия промышленных залежей нефти, в то время как в других эта окраска, вероятно, имеет меньшее значение.

* На нефтяных разведках и промыслах СССР рабочие разрезы составляются в масштабе 1 : 500, обзорные — 1 : 2000 или 1 : 1000, и детальные для продуктивных горизонтов — 1 : 100 или 1 : 200. *Ред.*

При определении необходимости проверки нефтеносности данных отложений, встреченных в скважине, рекомендуется тщательно исследовать степень нефтяной окраски, имея в виду, что наличие этой окраски, в общем, является очень благоприятным признаком, но никоим образом не безошибочным. В некоторых случаях песчаные породы имеют нефтяную окраску потому, что когда-то они содержали нефть, к настоящему времени ушедшую из них; при опробовании такие породы, как правило, дают воду. Более часты случаи, когда песчаники, известняки и доломиты, содержащие нефть в значительных количествах, имеют интенсивную нефтяную окраску, однако не могут давать нефть в промышленных количествах из-за слишком слабой проницаемости. Газоносные пески, как правило, не имеют нефтяной окраски, хотя в том случае, когда они содержат конденсат, могут быть слабо окрашены. Породы, дающие нефть в промышленных количествах, могут иметь слабую нефтяную окраску или не иметь ее совсем, если продуктивность их обусловлена наличием трещин или очень больших пустот.

Большое значение буровых разрезов заключается также в том, что в них отражается содержание нефти и газа. Факты показывают, что в породах имеются три типа веществ, которые необходимо рассмотреть. Вещество, окрашивающее в коричневый цвет стенки пор, вероятно, никоим образом не может являться жидкостью; во всяком случае, оно так прочно удерживается на поверхности пород, что его невозможно удалить подобно жидкости. С другой стороны, нефть в порах, а также нефть, обволакивающая поверхности зерен, является настоящей жидкостью и может быть легко удалена из породы, в которой она содержится. Третьим видом углеводородов, встречающихся в образцах пород, является газ, который улетучивается так быстро, что если обломки пород не проверить сразу после извлечения из глинистого раствора, то будет упущена возможность для выявления наличия газа. Нефть и газ, содержащиеся в образцах, обычно обнаруживаются по их цвету, запаху, флюоресценции и путем опробования органическими растворителями или по результатам перегонки.

Более тщательный контроль нефти и газа описан в разделе «Составление буровых разрезов по глинистому раствору». Присутствие в обломках «живой» нефти, несомненно, является очень благоприятным признаком и может указывать на необходимость опробования отложений, сложенных данным типом пород. Тем не менее, необходимо помнить, что из песчаных пород, содержащих значительное количество нефти, при опробовании можно получить притоки воды. Разумеется, заметные количества «живой» нефти

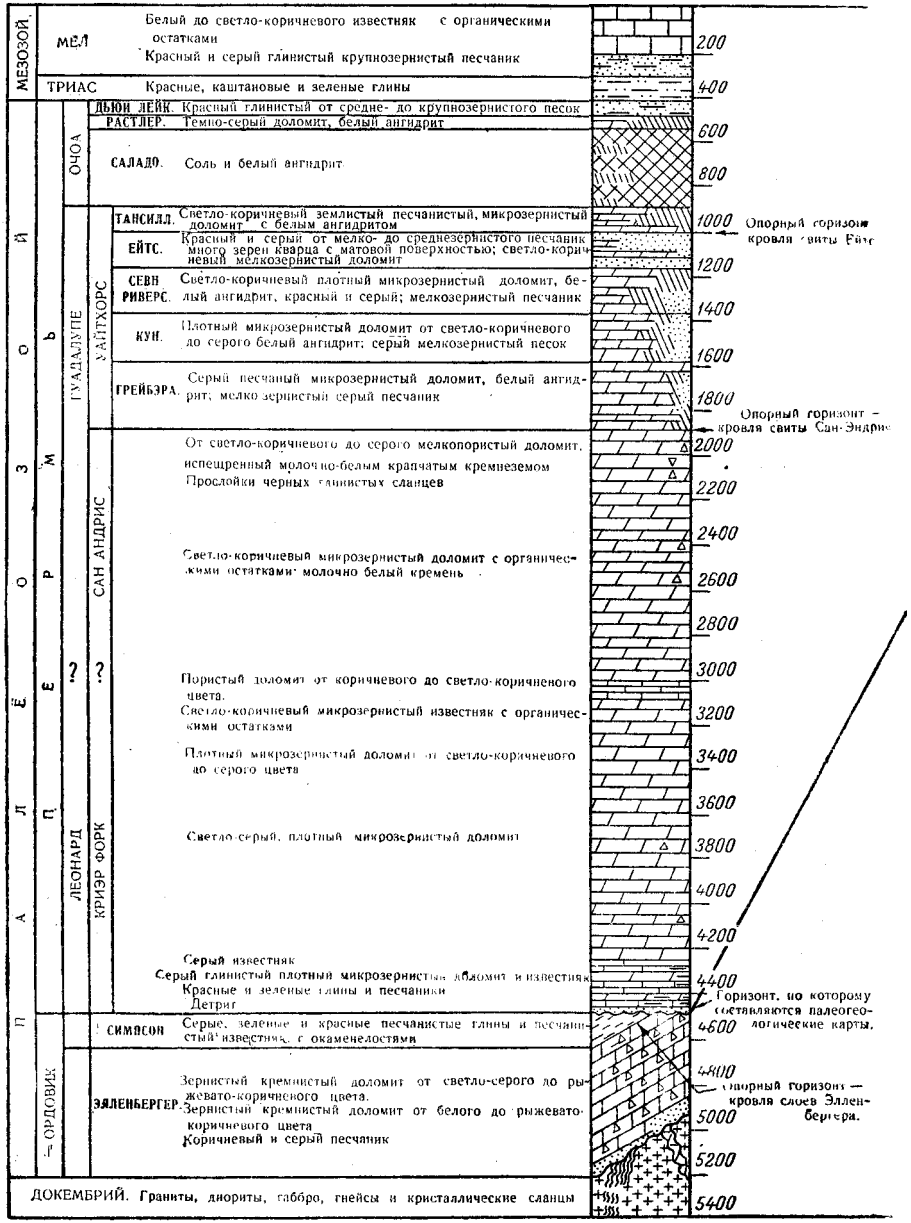
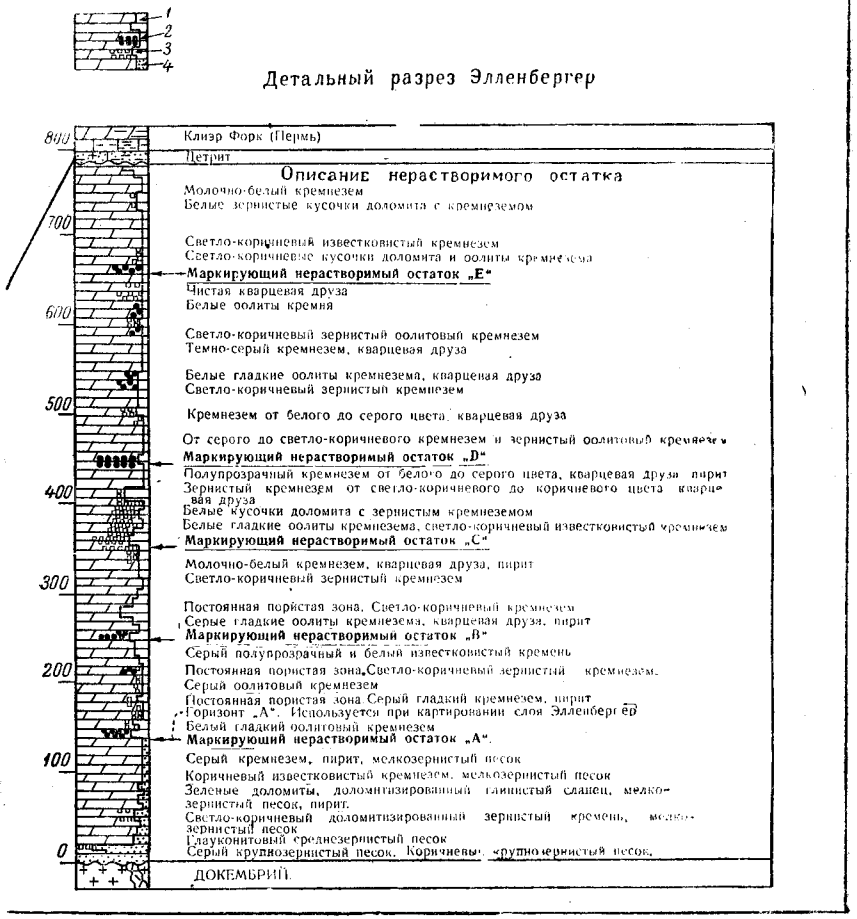


Рис. 18-1. Обобщенный литологический разрез месторожде

Условные обозначения к разрезу Элленбергер: *1* — количество нерастворимого остатка в процентах показано возрастающим влево; *2* — оолиты в нерастворимом остатке; *3* — кусочки доломита в нерастворимом остатке; *4* — песок в нерастворимом остатке.



ния Апко, округ Пекос, Техас. (По Ellison. A. A. P. G.).

могут также встречаться в пористых породах, проницаемость которых очень низка для получения из них нефти в промышленных количествах.

Вопрос о необходимости опробования отложений на приток нефти должен решаться не только по наличию нефтяной окраски и «живой» нефти в образцах, а на основании всего комплекса данных *.

Об использовании и ценности буровых разрезов скважин, составленных по образцам пород из шлама. Наиболее важным является использование таких разрезов для корреляции отложений и определения глубины залегания продуктивных горизонтов. Главной целью составления разрезов по образцам и по другим данным является обеспечение удовлетворительной корреляции. Составление точных структурных карт невозможно до тех пор, пока не будет проведена надежная корреляция скважин, а структурные карты, как известно, являются основой для бурения поисковых скважин и разработки месторождений после их открытия. Почти всегда желательно знать, как высоко или низко в структурном отношении располагается данная скважина по сравнению с ближайшими, с которыми она может быть прокоррелирована. Это может оказать помощь при решении вопросов о вероятности получения промышленного притока нефти в скважине, определения глубины ее бурения и целесообразности продажи скважин вместе с прилегающими участками или, наоборот, приобретения других близлежащих участков. Если скважина является поисковой, то корреляция ее разреза с разрезами таких же ближайших скважин может помочь в решении вопроса о том, имеется ли в пределах разбуриваемой площади структура или же предположение о наличии структуры, из-за которого велось бурение, оказалось результатом ошибки геологов или геофизиков. Для определения структурного положения скважины недостаточно лишь положить два разреза друг возле друга и наблюдать, насколько они сходятся между собой. Значительные участки разреза отложений могут отсутствовать вследствие сбросов или несогласий, и поэтому скважина, которая по верхним горизонтам имела низкое или нормальное структурное положение, может по более древним отложениям оказаться расположенной высоко. В таких случаях обнаружение поднятия должно обосновываться

* Следует иметь в виду, что интенсивность окраски пород нефтью в большей степени зависит от состава нефти. Кроме того, вследствие вытеснения нефти водой, инфильтрующейся из глинистого раствора, при одинаковой степени насыщенности нефтью и сходном составе менее проницаемые породы будут иметь более интенсивную окраску, чем проницаемые. Образцы хорошо отсортированных или крупнопористых пород, слагающих продуктивные горизонты, могут на поверхности иметь свой естественный цвет без нефтяной окраски. *Ред.*

наличием участка ненормально поднятых отложений, установленного при изучении разрезов по образцам пород, взятым из глинистого раствора.

После того как нефть найдена, разрезы скважин по образцам пород из бурового раствора могут быть очень полезны при изучении продуктивных коллекторов, в частности, определении мощности, выяснении характера их изменений, установлении наличия глинистых пропластков и т. п. Разрезы могут помочь в определении положения газо-нефтяного и водо-нефтяного контактов.

Разрезы описываемого типа широко используются при изучении фациальных переходов и вообще при стратиграфических исследованиях для интерпретации других видов разрезов скважин. Интерпретация электрических, радиоактивных, нейтронных разрезов и разрезов продолжительности проходки часто бывает невозможна без сведений литологического характера, получаемых из разрезов скважин, составляемых по образцам.

Разрезы скважин, составленные по кернам

Общепризнано, что наиболее точные сведения о породах, проходимых при бурении скважины, дает керн. Если бы это не было связано с затратами, то нефтяники брали бы керн на всем протяжении скважины — от устья до забоя; в ряде случаев именно так и поступают. Для того чтобы решить, стоит ли брать керн, нужно ответить на вопрос, являются ли данные, получаемые по керну, настолько ценными, чтобы оправдать стоимость затрат, связанных с его извлечением, или эти же данные можно получить гораздо дешевле путем применения других методов. Изучение и интерпретация кернов нефтяных скважин рассматривается в работах Д. М. Карена (J. M. Caran) (53) и Х. Л. Ландуа (H. L. Landua) (193). При получении кернов методом обратной циркуляции трубы устанавливаются в кровле того горизонта, из которого нужно взять керн, и глинистый раствор движется вверх по бурильным трубам, вынося керн на поверхность. Получение кернов при помощи съемной колонковой трубки широко применяется в настоящее время; керн поднимается на поверхность стальным канатом. При этом способе отбор можно вести, не прекращая бурения. За последнее время особенно успешным стало получение кернов с помощью алмазного бурения. Это объясняется, во-первых, тем, что армированное алмазами долото относительно легко разбуривает твердые породы, а, во-вторых, — хорошим выносом керна.

Необходимо еще до бурения установить, из каких участков разреза нужно брать керн. Разумеется, указанные способы не могут применяться в тех случаях, когда необходимость взятия керна устанавливается после вскрытия данного интервала.

Керны пород после их вскрытия могут быть получены лишь при помощи бокового грунтоноса. Существуют два основных типа боковых грунтоносов: 1) бур, полый внутри, ввинчивающийся в стенку скважины; 2) полая трубка, силой взрыва вводимая в стенку скважины. Керны боковых грунтоносов уступают по качеству кернам обычного типа, отчасти из-за небольшого диаметра и малой длины, но, главным образом, потому, что они размываются и перемешиваются с глинистым раствором. При отборе боковыми грунтоносами взрывного типа керн обычно сильно трескается и крошится. Тем не менее все же лучше располагать таким керном, чем вовсе не иметь никакого.

Помимо того, что при изучении кернов, особенно крупных интервалов разрезов, могут быть получены весьма ценные данные для корреляции, основное значение кернов заключается в возможности выяснения глубины залегания коллекторов, их характера, мощности, типов содержащихся в них флюидов, а также оценки степени вероятности получения из этих пород притоков нефти или газа. Особая ценность кернов заключается в том, что по ним можно довольно точно определить пористость и проницаемость коллекторов. Такие определения возможны благодаря большим размерам кернов; образцы пород из шлама, взятые при вращательном или канатном бурении, имеют малые размеры и, следовательно, по ним нельзя определять величины пористости и проницаемости. Керны дают также важные данные о наличии нефти и газа в коллекторах. Однако керны, указывающие при извлечении их на поверхность на большое содержание нефти, не всегда характеризуют породы с высокой продуктивностью.

Как отмечалось ранее, породы могут содержать нефть в больших количествах, но вследствие очень слабой проницаемости не давать промышленных притоков нефти. Иногда из пор кернов, поднятых на поверхность, еще выходят нефть и газ; такой же характеристикой обладают и кусочки породы, поднятые на поверхность воздушной волной, образующейся при торпедировании скважин. Вопреки тому, что можно было бы предположить, такие породы [на поверхности которых выступают нефть и газ] как правило имеют слишком слабую проницаемость, чтобы давать нефть в промышленных количествах. По-видимому, если керн больших размеров имеет хорошую проницаемость, то нефть и газ перестают выделяться из него еще до того, как он достигнет поверхности.

Часто керны продуктивных пластов берутся с целью тщательного определения пористости, проницаемости и содержания в них воды и нефти. Обычно эти анализы производятся в обслуживающих или контрольных лабораториях крупных нефтяных компаний, но в последнее время возникла небольшая отрасль промышленности, занимающаяся проведением таких анализов. Результаты анализов используются для решения технических вопросов, связанных с добычей, как например, подсчетов возможной добычи с единицы площади, планирования методов вторичной разработки.* По данным определений содержания нефти и воды можно установить местоположение водо-нефтяного и газо-нефтяного контактов.** Изучение кернов позволяет определить наличие и местоположение в коллекторе прослоев глинистых и плотных пород, оказывающих большое влияние на дебит продуктивного горизонта.

Весьма важно, что керны помогают интерпретировать и контролировать разрезы, составленные другими методами. По керну можно проверить данные о пористости, полученные на основании исследования образцов шлама из глинистого раствора. Электрические, радиоактивные, нейтронные разрезы [кароттажные диаграммы], а также разрезы скважин, составленные по методу продолжительности проходки, могут быть проинтерпретированы на основании данных изучения кернов. При этом точность и ценность указанных выше разрезов определяется тем, насколько они соответствуют колонковым разрезам.

Помимо высокой стоимости, основным недостатком колонковых разрезов является обычно неполное извлечение кернов; оно может быть очень низким и не превышать 60%. Кроме того, при отборе кернов нефтеносных и газоносных горизонтов обычно пропускаются самые мягкие и наиболее пористые породы, в результате чего может создаться ошибочное представление о характере коллектора. Может случиться, что пропущенная при отборе кернов часть разреза сложена слабыми и проницаемыми породами, способными продуцировать нефть в промышленных количествах. Стандартные керны *** особенно ненадежны для выяснения наличия больших пустот в коллекторах, таких как трещины и каналы растворения. Известно, однако, что извлечение кернов при алмазном бурении может быть настолько полным, что по таким кернам можно установить наличие трещин и больших пустот. При полном извлечении керн песчаных пород, очевидно, характеризует породы, развитые на некотором расстоянии вокруг скважины. Но в тех случаях, когда продуктивными являются

* Эти исследования обязательны при подсчете запасов нефти и газа. *Ред.*

** По одним только данным исследования керна, извлеченного обычными колонковыми долотами, этого решить нельзя: необходимы данные всех видов каротажа, при интерпретации которых используются результаты исследований кернов. Положение зон насыщения нефтью, газом и водой и контактов между ними может быть установлено по кернам, извлеченным специальными колонковыми трубками, в которых после извлечения на поверхность сохраняется пластовое давление. *Ред.*

*** Керны, отобранные при помощи обыкновенного колонкового долота. *Ред.*

известняки, доломиты и трещиноватые породы, пористость подвержена резким изменениям на коротких расстояниях даже в пределах одного и того же пласта и, следовательно, свойства небольшого цилиндра пород, каким является керн, могут значительно отличаться от средних свойств всего коллектора на значительной площади.

Разрезы скважин, составленные по продолжительности бурения

Хотя составление разрезов по продолжительности бурения не может считаться литологическим методом, все же удобнее описать его в этой главе, так как он применяется в комплексе с литологическими разрезами скважин. Разрезы скважин, составленные по продолжительности бурения, имеют одно преимущество: они являются единственным типом разрезов скважин, которые дают сведения о породах сразу же, как только долото врезается в них. Во всех других видах буровых разрезов сведения поступают с замедлением, которое может равняться, по меньшей мере, времени, затраченному на то, чтобы поднять образцы на поверхность; в глубоких скважинах это время может составить 1,5 часа. Описание способов составления разрезов скважин по продолжительности проходки дано в работах Т. Хайестенда (T. C. Hiestand) и П. Б. Николса (P. B. Nichols) (156), Г. Ф. Шеферда (G. F. Shepherd) (315) и П. Б. Николса (249). Лучший способ ведения таких разрезов заключается в том, чтобы записывать или наносить на график время в минутах, затрачиваемое на бурение единицы длины (1 фут). Если на «квадрате» [верхняя штанга] нанесены метки длины, то время может регистрировать один из членов бригады; обычно, однако, разрез составляется каким-либо автоматическим прибором, например «геолографом» («Geolograph») или «Лого-о-графом» («Log-o-graph»). «Геолограф» записывает время, за которое инструмент проходит каждый четный фут (т. е. через каждые 0,6 *м*) глубины, в виде линии на графике времени. «Лог-о-граф» отмечает в виде линии время бурения в минутах каждого фута (0,3 *м*) против соответствующей глубины. Получаемая таким образом диаграмма может сразу коррелироваться с электрическими разрезами.

При вычерчивании числовых данных на графиках разрезов скважин принято положительные величины откладывать вправо. В соответствии с этим, если продолжительность бурения выражается в минутах на 1 фут, то повышение скорости вызывает отклонение кривой на соответствующей глубине влево; если же скорость бурения выражается в футах за 1 мин. (или за 1 час), то на участках разреза, характеризующихся высокой скоростью, кривая будет отклоняться вправо. Общепринято выражать скорость проходки в минутах на каждый фут (в минутах на 0,3 *м*).* В тех случаях, когда пески бурятся быстрее, чем глинистые породы, как это часто бывает в рыхлых осадках, кривая продолжительности бурения свиты, сложенной песками и глинами, очень сходна с кривой самопроизвольной поляризации (ПС) электрического разреза скважины.

Обычно для интерпретации разрезов скважин, составленных по продолжительности бурения, необходимы разрезы другого типа, в которых имеются данные о стратиграфии** пород. Однако там, где стратиграфия хорошо известна, их можно иногда коррелировать с такими же разрезами других скважин и интерпретировать без дополнительных данных. Если бурильщик замечает увеличение скорости бурения, которым обычно сопровождается врезание инструмента в кровлю продуктивного горизонта, то он может прекратить дальнейшее бурение и вращать инструмент для получения образцов из глинистого раствора или ждать дополнительных указаний. Это мгновенное предупреждение о вероятной встрече скважиной продуктивного горизонта дает возможность отобрать керн из данного горизонта. Можно было бы думать, что пористо-проницаемые известняки и доломиты всегда будут буриться быстрее, чем непористые разности этих же пород. Во многих случаях дело обстоит именно так, и по скорости бурения можно легко отличать нефте- и газопродуктивные пласты от непористых непродуктивных. Однако в целом ряде случаев нет определенной зависимости скорости бурения известняков от степени их пористости и проницаемости, а в некоторых свитах даже наоборот — продуктивные горизонты известняков бурятся медленнее, чем смежные непроницаемые пласты аналогичных пород. На площадях, где развиты трещинные коллекторы, по кривым продолжительности бурения скважин нельзя установить местоположения продуктивных горизонтов.

Газовый кароттаж (Mud logging)

Долгое время геологи изучали в бурящихся скважинах мелкие обломки пород, выносимых глинистым раствором, и искали в них признаки нефти и газа, но в последние годы обслуживающими бурение компаниями был предложен такой метод составления разрезов скважин, который заключается в одновременном изучении признаков нефти и газа в глинистом растворе и в выносимых им обломках пород и регистрации скорости бурения.***

---

* В этом случае правильнее говорить о продолжительности, а не о скорости. *Ред.*

** См. стр. 336. *Ред.*

*** Этот метод впервые был предложен в СССР еще в 30 годах. *Ред.*

Большинство других типов буровых разрезов составляется обслуживающей партией, которая приезжает на скважину по вызову, составляет разрез, а затем уезжает. При газовом кароттаже дело обстоит иначе: составляющая разрез партия с ее передвижной лабораторией прибывает на скважину до бурения интересующего интервала разреза и отбывает со скважины после окончания его проходки.

Методика газового кароттажа описана у Р. Е. Саутера (R. E. Souther) (328), Р. Д. Джилла (120) и А. Лэнгтона (A. Langton) (195). Основная идея, на которой базируется проведение газового кароттажа, заключается в том, что когда бурение ведется через нефтеносный или газоносный пласт, долото разрушает цилиндр этого пласта и освобождает содержащиеся в нем нефть и газ. Некоторые количества нефти и газа перемешиваются с глинистым раствором и на обломках породы или в рассеянном виде выносятся на поверхность. Поэтому и глинистый раствор и обломки пород тщательно исследуются на наличие нефти и газа. Часть глинистого раствора при выходе из скважины через трап смешивается с воздухом, который [вместе с выделившимися из раствора газами] откачивается вакуумным насосом. Воздух и имеющиеся углеводородные газы пропускаются через нагретый платиновый волосок, включенный в находящуюся в равновесии электрическую цепь [типа мостика Уитстона]. Количество содержащихся в этой струе углеводородных газов можно определить по величине нагревания проволоки, происходящего в результате сгорания этих газов. Величину нагревания можно определить потому, что нагрев выводит из равновесия электрическую цепь, в которую включен платиновый волосок.

Раздельное определение количеств метана и этана, с одной стороны, и более тяжелых углеводородных газов, — с другой, возможно благодаря тому, что первые имеют более высокую температуру воспламенения, чем тяжелые углеводороды. Принцип методики раздельного определения заключается в следующем: первое измерение величины нагревания платиновой проволоки, происходящего в результате сгорания тяжелых углеводородов, производят при температуре ниже температуры воспламенения метана и этана, а затем повышают температуру настолько, чтобы воспламенились метан и этан. Разница между этими двумя измерениями позволяет определить содержание метана и этана.

Количество нефти в глинистом растворе можно определить при изучении этого раствора под микроскопом с ультрафиолетовым светом. Утверждают, что таким методом можно обнаружить наличие нефти при содержании ее в растворе в количестве свыше 0,001%. Нефть, поступившую впервые в раствор, от других нефтей и масел, одинаково светящихся под ультрафиолетовым светом, можно отличить при изучении под обыкновенным светом. Иногда только что попавшая на поверхность нефть первое время флюоресцирует более ярко, чем нефть, повторно циркулирующая; это помогает отличать свежую нефть, впервые поступившую в глинистый раствор, от нефти, находившейся в нем ранее.

Для определения количеств нефти и газа, содержащихся в обломках пород, последние помещают в контейнер с водой, в котором имеются быстро вращающиеся лопасти. Благодаря непрерывному движению воды и ударам о лопасти обломки пород в контейнере раздробляются, и содержащиеся в них нефть и газ перемешиваются с водой. Затем в воде определяется содержание нефти и газа таким же способом, как и в глинистом растворе. Разумеется, обломки тоже изучаются для составления литологического разреза скважины. Газокароттажный разрез имеет три кривые и дополнительно литологическую колонку. Одна кривая показывает содержание нефти, другая — содержание углеводородных газов без этана и метана и третья — общее содержание углеводородных газов. Следовательно, по разности между второй и третьей кривыми можно определить содержание этана и метана в газе.

Главная ценность газокароттажных разрезов, разумеется, заключается в тех данных, которые они дают о содержащихся в пройденных породах флюидах. Несомненно, что эти разрезы для указанной цели очень полезны; однако они никоим образом не являются безошибочными. Породы, содержащие значительный процент нефти, но не могущие давать промышленных притоков вследствие низкой проницаемости, на газокароттажных разрезах будут иметь хорошие показания в отношении содержания нефти и газа; в то же время горизонты, способные давать нефть из трещин и других крупных пустот, не будут на этих разрезах отражены вовсе.

Специальные виды анализов образцов

О роли специальных исследований. Помимо методов, описанных выше, существуют специальные методы изучения разрезов скважин, их корреляции, о которых следует упомянуть, хотя обычно от геологов не требуется, чтобы они без специальной подготовки подробно знали эти методы и могли их применять. Целью этих специальных исследований является улучшение корреляции разрезов скважин. В тех же случаях, когда корреляция с помощью описанных выше методов отвечает предъявляемым к ней требованиям, нет никакой нужды в проведении специальных исследований.

Микропалеонтология. Применение микропалеонтологического метода для корреляции может быть очень успешным, благодаря

чему в некоторых районах изучение микроорганизмов, встречающихся в образцах пород из скважин, стало обычным. Микроорганизмы особенно ценны для корреляции кайнозойских отложений, развитых, например, в Голфкосте и Калифорнии. Они также имеют большое значение для корреляции в тех регионах, в которых свиты пород не являются настолько четко обособленными и выдержанными, чтобы удаленные на большие расстояния разрезы можно было сопоставлять только по данным литологии. Примером такого региона является Голфкост. В этом регионе стало традицией сопоставление разрезов, удаленных друг от друга на большие расстояния, основывать на данных палеонтологии, а для местной корреляции использовать электрические разрезы скважин. Так как микропалеонтологу для изучения микроорганизмов приходится проводить микроскопическое исследование образцов, то он обычно одновременно составляет и литологический разрез скважин.

Люминесцентные исследования. Исследование обломков пород и кернов под ультрафиолетовым светом является одним из лучших методов выявления в них малых количеств нефти. Конденсат и очень светлые или бесцветные нефти, которые очень трудно обнаружить при обычном освещении, легко устанавливаются под ультрафиолетовым светом. Нефть, подвергавшаяся воздействию воздуха, может потерять свою флюоресценцию; в этом случае флюоресценцию можно восстановить путем нагревания нефти. Целью люминесцентных исследований в первую очередь является определение флюидов, содержащихся в коллекторах, а не корреляция отложений. *

Спектрохимическое изучение разрезов скважин. Использование спектрохимических [спектральных] данных для корреляции рассматривается Л. Л. Слоссом (L. L. Sloss) и Р. Б. Куком (R. B. Cooke) (321; 322). ** Стоимость спектрохимического анализа каждого образца составляла 0,30 доллара, но, как утверждают авторы, она может быть снижена, если увеличить количество исследуемых образцов. Как бы то ни было, для проведения анализов необходима дорогостоящая аппаратура. Применение этого метода оказалось успешным для доломитов и известняков, имеющих, по сравнению с большинством кластических пород, относительно простой состав. Возможно, что рассеянные элементы, находящиеся в малых количествах, могут оказаться более полезными для корреляции, чем элементы, присутствующие в больших количествах, при условии, если загрязнение глинистым раствором не будет влиять на результаты анализов. Этот метод заслуживает дальнейшего изучения, хотя в настоящее время он не настолько распространен, чтобы можно было вполне четко определить его ценность.

* Как показывает опыт, люминесцентные исследования могут оказать существенную помощь при идентификации нефтеносных и битуминозных горизонтов, выяснении вопросов миграции и т. д. *Ред.*

** В СССР эту проблему разрабатывает С. М. Катченков. *Ред.* (Н. В.).

Изучение тяжелых минералов. В большинстве крупных нефтедобывающих регионов исследование тяжелых минералов давало ценные результаты для корреляции. При этом виде исследований с помощью тяжелых жидкостей тяжелые минералы отделяют от легких и затем определяют типы содержащихся минералов, их примерное количественное содержание и различные особенности. В некоторых регионах было установлено, что отдельные минералы или их разновидности, или типичные формы зерен некоторых минералов характерны для определенных свит, и поэтому могут быть использованы для корреляции. В других районах этот метод не представляет большой ценности для корреляции. Изучение тяжелых минералов, вероятно, может быть полезно при региональных исследованиях, проводимых с целью определения источников сноса.

Применение метода изучения нерастворимых остатков. В отдельных регионах для корреляции разрезов, сложенных известняками и доломитами, с большим успехом применяется изучение нерастворимых остатков. При этом методе карбонатные породы растворяются в соляной кислоте, а остаток, который обычно состоит из кремнезема, песчаных зерен, глины, очень детально исследуется, данные о нем тщательно заносятся в разрез. Примером отложений, которые с помощью этого метода были довольно успешно расчленены и прокоррелированы, являются нижнепалеозойские известняки, приблизительно соответствующие горизонту Арбокл в Миссури и прилегающих штатах. Метод этот следует иметь в виду как один из возможных способов корреляции разрезов, сложенных известняками и доломитами, трудно сопоставимых при помощи других методов. Однако эти исследования требуют применения специальной техники и бо́льшей сосредоточенности и внимания, чем к этому привыкли геологи при изучении разрезов просто по образцам.

Глава 19

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ СКВАЖИН

Роль электрокароттажа в исследовании нефтяных скважин

Электрокароттаж играет чрезвычайно важную роль в геологии нефти и в нефтяной промышленности. Точные диаграммы электрокароттажа помогли выяснить многие структурные вопросы, которые невозможно было бы решить иным способом; устранение излишнего отбора кернов сэкономило нефтяной промышленности значительные средства, а определение содержащихся в коллекторах флюидов, несомненно, привело к открытию многих залежей нефти и газа, которые при применении других методов остались бы незамеченными. Электрокароттаж создал возможность проведения детальной корреляции, особенно на коротких расстояниях. Кроме того, успех электрокароттажа сравнительно облегчил введение других более или менее сходных методов, таких как радиоактивный и нейтронный кароттаж. *

Историческая справка

Нефтяная промышленность в США имеет очень важное значение, поэтому можно было бы думать, что электрокароттаж и геофизическая разведка на нефть возникли впервые именно в этой стране; однако и то, и другое появилось в Европе и было перенесено в Америку европейскими геофизиками. Электрокароттаж является изобретением двух братьев-французов, К. и М. Шлюмберже (К., М. Schlumberger), которые начали применение электрокароттажа на месторождении Пешельбронн (Pechelbronn) во Франции в 1929 г. *

Вскоре после этого электрокароттаж привился в СССР [1929 г.], затем в Венецуэле, на острове Тринидаде и, наконец, в США. В настоящее время электрокароттаж является обширной отраслью промышленности. Шлюмберже Уэлл Сэрвинг Корпорейшн (The Schlumberger Well Surveying Corporation) имеет отделения во многих нефтедобывающих странах мира, Халлибэртон Ойл Уэлл Сементинг Компани (Halliburton Oil Well Cementing Co.) производит электрокароттаж в США и Канаде, а Лейн-Уэллс Компани (Lane-Wells Co.) в Калифорнии.

Общая характеристика электрокароттажной аппаратуры

Имеется целая группа приспособлений для составления разрезов скважин, у которых одно основное свойство является общим: все они передают на поверхность электрический ток или изменения его напряжения, которые происходят вследствие изменений литологических свойств пород по разрезу скважин. Благодаря этому изменения напряжений по глубине скважин могут быть использованы для выяснения изменений свойств пород по стволу скважин. На этом способе основано составление разрезов или кривых самопроизвольной поляризации, сопротивления, радиоактивности, нейтрон-нейтронного кароттажа, кавернометрии, инклинометрии и др.

Изменения токов или потенциала с помощью различных методов вычерчиваются на поверхности в виде кривых на специальной бумаге; для геологов не имеет существенного значения вопрос о том, каким именно методом изменения силы тока или напряжения трансформируются в кривые. При электрокароттаже записывающая аппаратура состоит обычно из маленького зеркала и катушки, установленной на валу. При прохождении электрического тока через катушку возникает электромагнитное поле, под влиянием которого зеркало делает поворот на угол, пропорциональный силе тока. Луч света отражается от зеркала к движущейся фотобумаге, колебания этого светового луча вычерчивают кривую, которая и характеризует электрический разрез скважины.

В радиоактивном и нейтронном кароттаже часто применяется приспособление, движущее перо по регистрационной бумаге. Величина перемещения пера пропорциональна силе тока.

Принципиальная схема аппаратуры, служащей для составления разрезов описываемых типов, дана на рис. 19-1. Буквой *A*

---

* Кароттажная аппаратура, а также техника работ довольно подробно описаны в книге С. Г. Комарова — *Техника промысловой геофизики*, Гостоптехиздат, М., 1957. Теория, методика интерпретации и вопросы применения данных промысловой геофизики обстоятельно изложены в книгах: В. Н. Дахнов. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, М., 1955; С. Г. Комаров. Геофизические методы исследования нефтяных скважин. Гостоптехиздат, М., 1952; С. Я. Литвинов, Л. В. Архаров. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, М., 1954. *Ред.*

* Собственно сам метод электрического кароттажа скважин был разработан проф. К. Шлюмберже еще в 1926 г., а впервые опробован на этом месторождении не в 1929, а в 1928 г. *Ред.*

обозначен прибор, регистрирующий изменения свойств, по которым составляется разрез, и трансформирующий эти изменения в электрический ток или потенциал. Применение электрокаротта жа основано на том, что изменения физических свойств пород по разрезу вызывают изменения потенциала и, таким образом, прибор, находящийся в точке A, представляет собой электрод. Усилитель для повышения величины изменений электрического тока или потенциала обозначен буквой B, а C обозначает футляр для батарей. Усилитель и батареи употребляются в радиоактивном и нейтронном кароттаже. При работе другими методами нет необ-

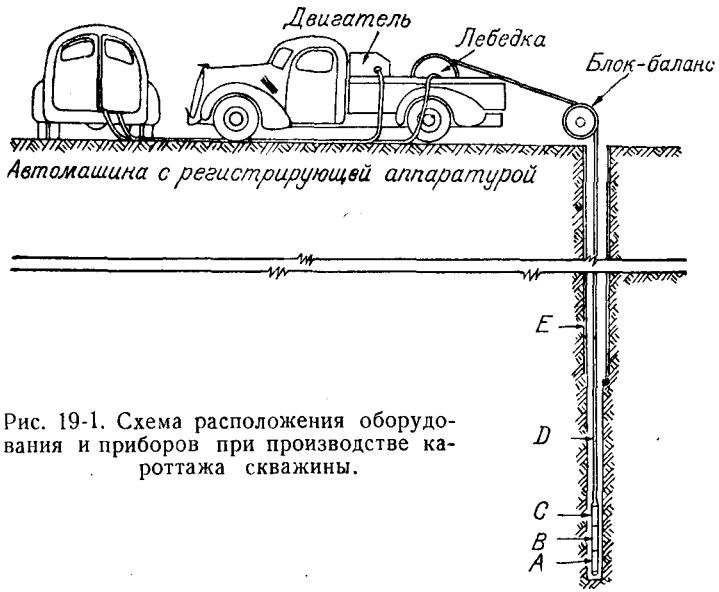


Рис. 19-1. Схема расположения оборудования и приборов при производстве кароттажа скважины.

ходимости в усилителе и расположении батарей под землей; ток получают от батарей, находящихся на поверхности. Изолированный кабель D, по которому идет ток и который служит для подъема и спуска аппарата в скважину, на поверхности проходит над измеряющим колесом [блок-балансом] или аналогичным приспособлением, соединенным с записывающей аппаратурой таким образом, что движение регистрационной бумаги в пишущем приборе пропорционально числу оборотов измеряющего колеса.

Таким образом, после того как установлен масштаб разреза, если на нем известна глубина хотя бы в одной точке, то просто определяются глубины для всего разреза. Масштабы для составления разрезов длинных участков обычно равны 50, 100 или 200 футов на 1 дюйм (1 : 600; 1 : 1200; 1 : 2400); более крупные масштабы применяются для коротких участков разреза, предста-

вляющих особый интерес, например, для продуктивных горизонтов. При всех методах составления разрезов скважин, где записываются качественные изменения, положительные величины изображаются увеличивающимися вправо, а отрицательные величины — влево.

Разрезы скважин по изменению естественных электрических потенциалов

Способы измерения. Электрические разрезы скважин представляют собой результат регистрации двух электрических свойств пород: естественных электрических потенциалов [самопроизвольной поляризации — [ПС] и сопротивления пород. Исключительно простое устройство для составления разрезов по методу самопроизвольной поляризации показано на рис. 19-2. Потенциальный электрод в скважине обозначен буквой A, и показания относятся к той глубине в скважине, где находится A. Другой электрод C на поверхности положен на землю возле скважины, а потенциометр B измеряет разность потенциалов между точками A и C. Разность потенциалов записывается на левой стороне разреза; так как эта величина отрицательна, то увеличение ее фиксируется отклонением кривой влево. *

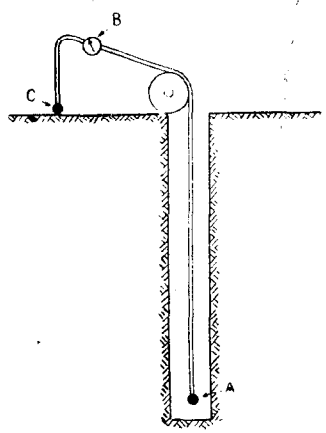


Рис. 19-2. Расположение электродов при регистрации естественного потенциала в буровых скважинах.

В действительности нет абсолютных измерений потенциалов, а есть только измерения разности потенциалов между двумя точками; результаты изображаются как отрицательные, потому что какая-либо точка с относительно повышенным потенциалом рассматривается как нулевая. Обычно за нуль принято считать наибольшие потенциалы, наблюдающиеся против глинистых пород.

Свойства кривой самопроизвольной поляризации. Кривая самопроизвольной поляризации [ПС] имеет определенные свойства, которые оказывают большую пользу при их интерпретации.

* В СССР в последнее время принято на электрокароттажных диаграммах кривые самопроизвольной поляризации или поляризации скважин обозначать индексом «ПС» (ранее обозначались «PS») и наносить с правой стороны красным цветом, при этом увеличению поляризации соответствует отклонение кривой влево (если буровой раствор изготовлен на пресной воде). *Ред.*

Отрицательные значения естественных потенциалов против чистых пористых песчаников обычно колеблются от 75 до 150 *мв*. Иногда величина их может достигать 200 *мв*, а потенциалы выше 200 *мв* очень редки. Чем выше содержание в песчаных породах глинистого материала, тем ниже отрицательный естественный потенциал, и глинистые пески могут иметь настолько небольшую величину потенциала, что они не заметны на кривой самопроизвольной поляризации. Естественные потенциалы глинистых пород в сравнении с песчаными являются низкими и обычно приближаются к нулю. Пористые и проницаемые известняки и доломиты проявляют тенденцию давать высокий естественный потенциал, а слабопористые и малопроницаемые — низкий. Однако в породах с высоким сопротивлением, таких, как известняк, доломит и ангидрит, зона высокого потенциала может распространиться и на малопроницаемые части разреза. В таких случаях по кривой ПС невозможно определить пористые и проницаемые части разреза известняков и доломитов. В других случаях против проницаемых зон кривая ПС дает неясные, идущие влево выступы.

Величина естественного потенциала уменьшается по мере снижения солености вод в песчаных и глинистых породах. * Пески с опресненными водами, находящиеся возле поверхности во многих нефтеносных районах, часто характеризуются небольшими значениями естественных потенциалов, которые могут быть выше или ниже потенциалов соседних глинистых пород.

Песчаные породы, содержащие солоноватую воду, занимают по величине естественных потенциалов промежуточное положение между песками с пресной и песками с соленой водой. Естественный потенциал нефте- и газоносных песчаных пород равен или немного меньше потенциала этих же пород при наличии в них соленой воды. Он уменьшается под влиянием обводнения проницаемых пластов пресной водой, попадающей из глинистого раствора. Однако величина этого снижения очень незначительна. Необходимо помнить, что некоторые специальные виды глинистого раствора, например силикатный раствор, изменяют знак потенциалов, вследствие чего песчаные породы могут характеризоваться бо́льшими значениями естественных потенциалов, чем смежные глинистые разности. С глубиной наблюдается медленное увеличение естественных потенциалов, вероятно, из-за возрастания давлений. На разрезах величины потенциалов тонких пластов несколько меньше их действительного значения. Это снижение становится заметным по мере того, как мощность пластов падает ниже 10 футов (3 *м*) и приближается к диаметру

* Это имеет место в том случае, если раствор, с которым производилось бурение, приготовлен на пресной воде. *Ред.*

скважины. Естественные потенциалы пластов, мощностью всего лишь в 1 фут (0,3 *м*), очевидно, не отражаются на кривых ПС, хотя при значительной мощности эти же самые породы могут характеризоваться высокими значениями естественного потенциала. По данным М. П. Тиксьера (M. P. Tixier) (348), естественный потенциал в песчаных породах пропорционален электрическому сопротивлению бурового раствора, деленному на электрическое сопротивление пластов воды.

Происхождение естественного потенциала. Вопрос о происхождении естественных потенциалов, обнаруживаемых при электрокароттаже, рассматривается в работах П. А. Дикки (P. A. Dickey) (87), У. Д. Маунса и В. М. Раста (W. D. Mounce and W. M. Rust) (237), Г. Гуйо (H. Guyod) (132), Л. Л. Нетлтона (L. L. Nettleton) (243), Д. Д. Джекоский (J. J. Jakosky) (172), Г. Долла (H. G. Doll) (93) и в работах исследовательской группы Геологического общества в Хаустоне * (Houston Geological Society Study Group) (161). Возможны три причины, вызывающие возникновение естественных потенциалов, наблюдающихся при электрокароттаже: электрофильтрация, электроосмос и электрохимический процесс. ** Когда раствор, ставший проводящим под влиянием растворенных ионизированных солей проталкивается через мельчайшие поры, в полупроницаемых перегородках развивается естественный потенциал, который пропорционален разности давлений в порах и который стремится заставить электрический ток идти в том же направлении, в каком течет жидкость. Это явление называется электрофильтрацией, электрокинезисом или потенциалом течения.

В течение первых лет существования электрокароттажа думали, что электрофильтрация порождает естественные потенциалы и что последние являются мерой пористости. Однако наблюдения Г. Гуйо и Г. Долла над условиями в скважинах, бу-

* В советской литературе имеется много работ, посвященных природе естественных электрических полей. Главные из них следующие: В. Н. Дахнов. Кароттаж скважин, интерпретация кароттажных диаграмм. Гостоптехиздат, 1941; В. Н. Дахнов и В. М. Кобранова. Изучение диффузионно-адсорбционных потенциалов в горных породах нефтяных месторождений. МНИ, 1943; В. Н. Дахнов. Промысловая геофизика. Гостоптехиздат, 1947; «Поляризация движения электродов» — статья в сборнике «Кароттаж, различные операции в скважинах». ОНТИ НКТП, 1934. *Ред.*

** В. Н. Дахнов (1947) считает, что естественные потенциалы создаются: 1) «электродными процессами; 2) диффузией солей из пластовых вод в буровой раствор и из раствора в воды пласта и адсорбцией их ионов на поверхности частиц горной породы; 3) фильтрацией пластовых вод и бурового раствора; 4) процессами осаждения коллоидальных частиц в растворе; 5) окислительно-восстановительными реакциями; 6) явлениями поляризации электродов в движении; 7) гальванокоррозией грузов и 8) естественными электрическими токами постоянного направления нестационарного режима» (стр. 151). *Ред.*

римых вращательным методом, и опыты П. А. Дикки, У. Д. Маунса и В. М. Раста показали, что значение электрофильтрации в данном случае очень невелико. Очевидно, за счет электрофильтрации образуется всего лишь несколько процентов измеряемого естественного потенциала. Несмотря на то, что между пористостью и проницаемостью, с одной стороны, и естественным потенциалом, с другой — существует некоторая связь, ясно, что в количественном отношении величина этого потенциала не является надежным показателем пористости или проницаемости. В первые годы применения электрокароттажа кривые самопроизвольной поляризации назывались «кривыми пористости». Когда же выяснилось, что кривая ПС не совсем точно отражает значения пористости, термин этот был отвергнут.

Давление глинистого раствора в скважинах почти всегда превышает пластовое. Поэтому вода, находящаяся в глинистом растворе, проталкивается через глинистую или фильтрующую корку (filter cake), которая покрывает поверхность проницаемых пластов, и этот пресноводный фильтрат обводняет проницаемые горизонты на расстоянии от 1 фута (0,3 *м*) до нескольких метров от стенок скважины. Проницаемость этой корки составляет от 1/100 до 1/10 000 проницаемости нефтеносных песков. Следовательно, скорость проникновения фильтрата почти полностью контролируется проницаемостью глинистой корки. Если проницаемость песчаных пород превышает несколько долей миллидарси, то изменения в проницаемости этих пород не повлияют на потенциал течения, регистрируемый на разрезе. Г. Гуйо указывает, что когда давление глинистого раствора в скважинах ниже, чем давление флюидов в пласте, естественный потенциал не будет положительным. Те немногие случаи, когда на нефтяных месторождениях естественные потенциалы песчаных пород по сравнению с потенциалами смежных глинистых разностей являются положительными, объясняются по-разному. С повышением давления естественные потенциалы увеличиваются, однако степень этого увеличения не является такой, какую можно было бы ожидать, если бы потенциалы являлись следствием электрофильтрации.

Там, где контактируют растворы различных концентраций, в разбавленном растворе развивается отрицательный потенциал. Было высказано предположение, что этот процесс, известный как электроосмос, является причиной возникновения естественных потенциалов. Однако распределение потенциалов в действительности оказалось обратным тому, которое следовало бы ожидать, если бы они вызывались процессами электроосмоса.

Ясно, что потенциалы вызываются главным образом электрохимическими процессами. Это те же процессы, которые порождают потенциал в электрической батарее; они требуют определенного химического изменения, освобождающего внутреннюю энергию. По-видимому, энергия, развивающая естественные потенциалы, обнаруживаемые при электрокароттаже скважины, возникает в результате происходящих в глинистых породах физических или химических реакций, природа которых неизвестна. Часть кривой ПС, отражающая песчано-глинистый участок разреза, указывает, главным образом, на процентное содержание глинистых компонентов в песчаных породах, а не на пористость и проницаемость. Если бы все другие условия были одинаковы, то естественные потенциалы были бы выше там, где песок чище и содержит меньше глинистого материала. Разумеется, там, где песок чист и свободен от глинистых частиц, его проницаемость выше и, следовательно, между проницаемостью и естественным потенциалом существует некоторая связь. Интересно отметить, что на некоторых песчано-глинистых участках разрезов кривые ПС и радиоактивности почти идентичны. Поскольку кривые радиоактивности, как известно, фиксируют песчаные и глинистые разности, описанное совпадение кривых является еще одним подтверждением того, что кривая ПС также отражает соотношения песчаных и глинистых пород там, где в разрезе имеются только эти два вида пород. Несмотря на значительные успехи в изучении самопроизвольных потенциалов, многое остается еще неясным.

Электрический разрез скважины, характеризующий сопротивление пород прохождению тока. (The Resistivity Log)

Причины изменения сопротивления. Сопротивление пластов изображается на правой стороне электрических разрезов и выражается в омметрах. Один омметр равен сопротивлению объема породы, имеющего поперечное сечение в 1 $м^2$ и длину 1 *м*. Сопротивление, выраженное в омсантиметрах (в единицах, обычно применяемых в других видах научной работы), будет в 100 раз больше; таким образом, 5 *омм* равно 500 *омсм*.

Во всех обычных осадочных породах, за исключением лишь глинистых разностей, проводимость является следствием растворения в поровой воде различных веществ (главным образом, поваренной соли). Обычно на глубине поры, если в них не содержится нефти или газа, полностью насыщены водой. Однако не следует думать, что вся соленая вода в порах способствует их проводимости. Соленая вода, запечатанная в изолированных порах, как это иногда имеет место, например, в известняках, доломитах и плотно сцементированных песчаниках, практически не имеет никакого влияния на проводимость. В общем, можно сказать, что проводимость (явление, обратное сопротивлению) пород обусловлена соленой водой в сообщающихся порах. Пори-

стые породы, как правило, являются более проводящими, так как в них соленая вода занимает большее пространство, но, конечно, важное значение при этом имеет степень минерализации воды.

Расположение электродов для измерения сопротивления. Электрические разрезы скважин имеют обычно три кривых сопротивления, каждая из которых записывается при различном расстоянии между электродами и характеризует разную степень проникновения тока. Целью применения большого расстояния между электродами является запись сопротивления пород на большем расстоянии от стенок скважины, там, где эти породы не обводнены пресной водой, отфильтровавшейся из глинистого раствора. Расстояние, на которое эта пресная вода проникает по проницаемым пластам, зависит от типа используемого глинистого раствора. Как указывает П. Д. Джонс (179), при слабом обводнении вода проникает из стенок скважины на расстояние, равное приблизительно диаметру скважины, а при сильном на расстояние, равное приблизительно четырем диаметрам скважины. Глубина проникновения [глубина исследования] при электрическом каротаже по методу сопротивления зависит от промежутка между электродами и от сопротивления глинистого раствора и пород. Она пропорциональна расстоянию между электродами. Строго говоря, конечно, не существует определенного проникновения для каждого интервала между электродами, так как в каждом случае влияние пород, находящихся вблизи скважины, будет больше, чем удаленных от нее. Тем не менее, радиус зоны, в которой воздействие пород сказывается наполовину, возрастает с увеличением расстояния между электродами. Глубина проникновения определяется по-разному, она может быть равной глубине промежутка между электродами или составлять всего лишь $^1/_4$ ее.

Теоретически для составления разреза по методу сопротивления используется постоянный или же переменный ток. На практике используется переменный ток с частотой, меньшей чем 750 периодов в секунду при силе тока обычно около 1 *а*. Этот ток вызывает изменения в потенциалах глинистого раствора, а эти изменения регистрируются посредством потенциальных электродов для составления кривой сопротивления. Таким образом, оба метода — и метод кривых ПС, и кривых сопротивления основываются на измерениях потенциалов.

Электрические разрезы скважин обычно составляются с помощью четырех электродов, из которых два являются электродами тока, а два — потенциальными. Расположение электродов для составления нормальных кривых сопротивления изображено на рис. 19-3а. Две кривые, составленные с помощью этого устройства, называются короткой нормальной кривой и длинной

нормальной кривой. * Расстояние между *A* и *M*, которое определяет промежуток между электродами, составляет около 1—2 футов (0,3—0,6 *м*) для короткой нормальной кривой и около 4—6 футов (1,2—1,8 *м*) для длинной нормальной кривой. Произведенное измерение относится к глубине точки, расположенной на половине расстояния AM. Рис. 19-3в изображает расположение электродов для составления четвертой, или боковой кривой. Точка, занимающая среднее положение между двумя потен-

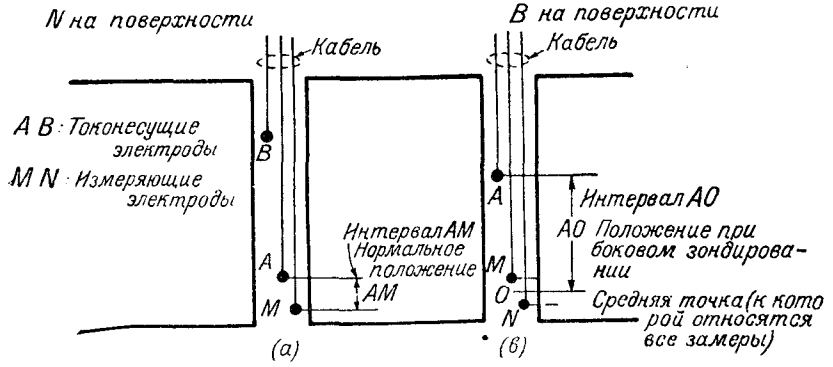


Рис. 19-3. а) Расположение электродов при регистрации нормальных кривых сопротивления. в) Расположение электродов при боковом зондировании (Sch. W. S. C.).**

циальными электродами *M* и *N*, обозначена буквой *O*. Расстояние от *A* до *O* является электродным промежутком, а разрез записывается на глубине точки *O*. Расстояние между электродами и их расположение указывается в заглавии для каждой из трех кривых сопротивления. Обычно промежуток *AO* для четвертых кривых изменяется от 15 до 30 футов (4,5 до 9 *м*).

Соотношение между кажущимся и истинным сопротивлением. К сожалению, кажущееся сопротивление, изображаемое на электрических разрезах скважин, не всегда равно истинному сопротивлению пород. Вопрос о соотношении истинного и кажущегося сопротивлений рассматривается в работах Джонса (179), Гуйо (132), Э. Ф. Страттона (E. F. Stratton), Р. Д. Форда (R. D. Ford)

---

* В зависимости от взаимного расположения электродов и расстояний между ними различают зонды разных типов. Подробнее об этом см. у В. Н. Дахнова (1955). Автор применяет термины «короткая нормальная кривая» (short normal curve); «кривая нормального зонда — AM-16», «четвертая кривая — кривая большого зонда — AO-24 фута». В дальнейшем переводе мы оставили обозначения автора. *Ред.*

** Schlumberger Well Surveying Corporation. *Перев.*

(336) и в работах Шлюмберже Уэлл Сэрвинг Корпорейшн (308). Кажущееся сопротивление, отмечаемое кривыми сопротивления [КС], в большинстве случаев отличается от истинного сопротивления там, где мощность пород является небольшой в сравнении с расстоянием между электродами. Там, где мощность пластов в несколько раз превышает расстояние между электродами, разница между истинным и кажущимся сопротивлением незначительна.

Сопротивление, отмечаемое латеральной кривой, отлично от истинного сопротивления в тех случаях, когда мощность пластов с большим сопротивлением меньше промежутка между электродами. Сопротивление, отмечаемое нормальной кривой, отлично от истинного сопротивления тогда, когда мощность пласта с более высоким сопротивлением в три раза меньше расстояния между электродами. Ясно, что вследствие такого соотношения короткая нормальная кривая должна показывать наименьшее отклонение от истинных величин, в то время как длинная латеральная будет отражать наибольшее отклонение. Подобное соотношение приведено на рис. 19-4, где даны все четыре кривые. Мощность песка, представленного на этом разрезе, равна примерно 200 футов (60 *м*); мощность той части, которая вследствие присутствия нефти или газа дает высокое сопротивление, равна примерно 80 футам (24 *м*). Даже в этом случае кажущееся сопротивление заметно отклоняется от истинного в верхней части нефтяной или газовой зоны и, по-видимому, кровля промышленной части пласта на четвертой кривой изображена несколько ниже своего истинного положения. Подобные отношения типичны для этих кривых. Точная глубина залегания слоев определяется по короткой нормальной кривой с расстоянием между электродами в 16 дюймов (406 *мм*). Она близка к истинной глубине, однако вследствие того, что на истинное сопротивление оказывает влияние обводнение пресной водой из глинистого раствора, определение содержания флюидов только лишь по истинному сопротивлению невозможно.

Подобные условия определяют применение различных кривых. Кривая ПС и короткие нормальные кривые КС используются для определения мощности и положения кровли и подошвы пластов, в то время как четвертая кривая с самым длинным расстоянием между электродами указывает на истинное сопротивление более мощных пластов. Однако, если не учитывать искажения кривых в менее мощных пластах и погрешности при определении положения кровли пластов, то в интерпретации могут быть допущены серьезные ошибки. При учете этих условий, кривые КС являются достаточно точными для использования при решении многих вопросов, за исключением вопроса о характере флюидов, насыщающих коллектор. Отличие истинного сопротивления от кажущегося важно учитывать при определении горизонтов, подлежащих опробованию на приток нефти и газа. Очень важно помнить, что сопротивление пластов, мощность которых меньше расстояния между электродами, отражается на кривой КС в искаженном виде.

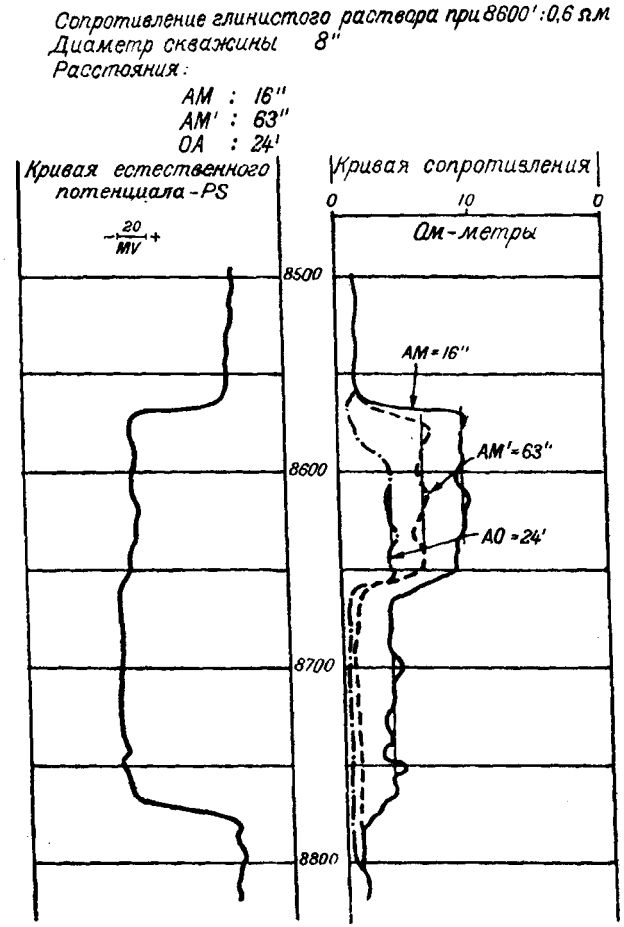


Рис. 19-4. Идеальный электрический разрез с четырьмя кривыми, на характере которых отражено влияние контактов между нефтью или газом и водой. (Sch. W. S. C.).

Применение электрических разрезов скважин

Определение литологии и глубины залегания свит и горизонтов. Электрические буровые разрезы играют важную роль при интерпретации разрезов скважин, составленных по образцам. Вслед-

ствие отставания образцов и перемешивания их с породами, обвалившимися сверху, использование одних лишь разрезов скважин, составленных по образцам, не дает возможности правильно определить глубину залегания различных свит и литологических изменений. Путем сопоставления электрических разрезов с разрезами по образцам можно точно определить глубины контактов, улавливаемых по образцам при условии, что данная литологическая граница относится к числу тех, которые оказывают воздействие на естественный потенциал или сопротивление.

В свою очередь разрез скважины, составленный по образцам, также очень полезен для литологической интерпретации электрического разреза скважины. На основании только данных электрического разреза скважины не всегда можно установить тип развитой в данном интервале породы. Например, крепкий известковистый или кремнистый песчаник будет [на электрическом разрезе] выглядеть так же, как непористый известняк или доломит; одинаково будут выглядеть доломит, известняк и кремнистая порода; пористый песчаник, насыщенный пресной водой, может быть принят за известняк, доломит, кремнистый известняк или нефтяной песок. Обычно пористые песчаники, содержащие соленую воду, могут быть узнаны по их высоким естественным потенциалам и низкому сопротивлению. Электрические разрезы обычного типа не обеспечивают достаточно точного определения тонких пластов. Как только мощность песчаников становится менее 10 футов (3 *м*), их естественный потенциал быстро снижается, а песчаные пласты мощностью в 1 фут (0,3 *м*) могут быть совсем не отражены на кривой ПС.

Корреляция. Наиболее важным применением электрических разрезов являются корреляция и определение содержания флюидов. Вопрос о корреляции в данной главе не рассматривается, так как ему отведена 21 глава.

Эмпирический метод определения содержания флюидов. Существуют два главных метода для определения содержания флюидов. Обычный метод (здесь называемый эмпирическим) заключается в том, чтобы на основании изучения электрических разрезов скважин в одних и тех же или аналогичных отложениях установить, как будут выглядеть кривые в тех случаях, когда пласты содержат углеводороды и когда в них имеется соленая вода. С помощью электрокароттажных кривых во многих случаях можно отличить соленую воду от газа или нефти, но различить друг с другом нефть и газ не удается.

Сопротивление как нефти, так и газа в сравнении с сопротивлением пород и соленой воды огромно. Кривая ПС, абсолютная величина на кривой КС, контраст между нормальными кривыми и четвертой кривой, контраст сопротивлений участков пласта, содержащих углеводороды, и участков с соленой водой,

знание литологических свойств различных пластов и изучение других электрических разрезов скважин в тех же или аналогичных формациях — вот те основные данные, на которых базируется эмпирическая интерпретация содержания флюидов. Важно также учитывать, как одни и те же пласты отражаются на электрических разрезах скважин, содержащих в данном пласте только соленую воду, и скважин, в которых эти же пласты насыщены нефтью или газом. Разумеется, следует также иметь в виду все другие данные, имеющие отношение к рассматриваемому вопросу.

В разрезах, сложенных песчано-глинистыми породами, кривая ПС будет отмечать породы, могущие играть роль коллекторов нефти и газа; в некоторых случаях коллекторы будут отмечаться и в известняках и доломитах. По нормальным кривым КС и ПС можно определить кровлю и подошву коллекторов. Это иллюстрируется рис. 19-4. Очень заметно резкое падение сопротивления ниже водо-нефтяного контакта на глубине 8655 футов (2637 *м*). Отношение между сопротивлениями, изображенными на короткой нормальной и четвертой кривых, в водоносной зоне иное, нежели в нефтеносной или газоносной зонах. Высокое значение естественного потенциала по всему этому интервалу указывает на то, что изменения в сопротивлении являются следствием изменений состава содержащихся флюидов, а не изменением литологии пород. В данном случае проникновение воды из глинистого раствора равняется всего лишь 4 дюймам (10 *мм*). Таким образом, изменения величины сопротивления у контакта жидкостей влияют как на короткую нормальную, так и на другие кривые.

Количественный метод определения флюидов. Метод определения характера содержащихся в коллекторах флюидов, основанный на расчетах, был предложен недавно; он используется небольшим числом инженеров-нефтяников и специалистов по электрокароттажу. * Этот метод строится на трех уравнениях:

$$\frac{Rt}{Rf} = \text{показатель сопротивления},$$

$$\frac{Rf}{Rw} = F = \text{коэффициент формации [свиты]},$$

$$F = -\frac{1}{P^m}.$$

* В СССР этот метод теоретически был разработан еще в начале 30 годов М. Л. Альпиным, А. И. Заборовским, В. А. Фоком и уже к 1941 г. В. Н. Дахновым было составлено руководство по кароттажу скважин и интерпретации кароттажных диаграмм.

Результаты самых последних достижений в этой области обобщены в книге В. Н. Дахнова — Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин, Гостоптехиздат, М., 1955. *Ред.*

Если Rt — истинное сопротивление коллектора, то Rf — сопротивление формации при 100-процентной насыщенности ее пор пластовой водой; Rw — сопротивление пластовой воды; * P — пористость, выраженная в виде дроби, а m — коэффициент пропорциональности.

При помощи показателя сопротивления определяется, что может дать коллектор при опробовании: соленую воду или углеводороды.

Рис. 19-5, взятый из работы Г. Гуйо (132), показывает связь между показателем сопротивления и объемом порового про-

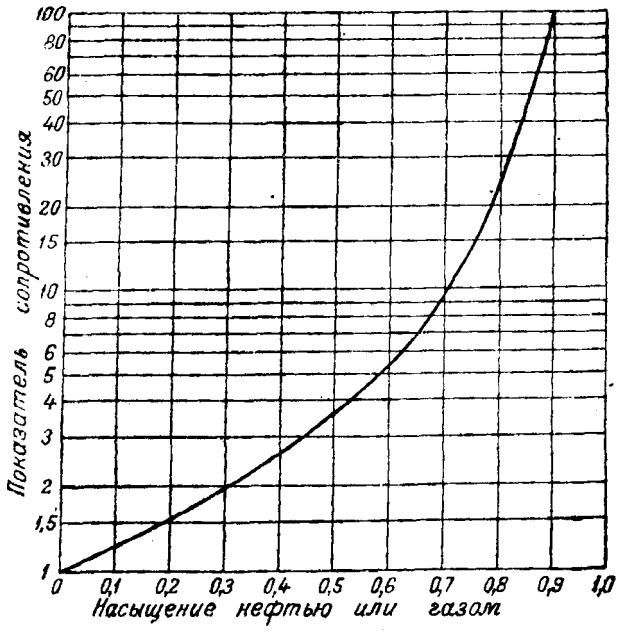


Рис. 19-5. Изменение показателя сопротивления в зависимости от нефте- или газонасыщения. Предполагается, что остальная часть порового пространства заполнена пластовой водой. (По Guyod).

странства (в процентах), заполненного нефтью или пластовой водой. Если показатель сопротивления равен 4—6, то характер продуктивности не ясен; в этом случае может быть и нефть, и вода, в зависимости от типа коллектора. Если показатель сопротивления равен 7 или выше, то пласт обычно дает нефть или

* Описываемые коэффициенты отличаются от принятых в работах советских исследователей. *Ред.*

газ, в то время как при величине показателя сопротивления менее 4 из пласта получают только пластовую воду. *

Тонкозернистые глинистые пески будут продуктивными, если содержание воды в них выше, а показатель сопротивления ниже, чем в случае крупнозернистых, чистых песков.

Величину Rt следует определять, исходя из кажущегося сопротивления, отмечаемого кривой, как это описано выше. Следует иметь в виду, что необходимые для этого цифровые таблицы и диаграммы здесь не даются, однако их можно найти в опубликованных работах, к которым мы отсылаем читателя. Для определения величины Rt существует несколько способов. Согласно одному из них эту величину можно получить по кривым КС из электрических разрезов тех скважин, в которых породы данного горизонта содержат только лишь пластовую воду. Другой способ состоит в непосредственном измерении сопротивления пластовой воды и кернов, ею насыщенных. Величину Rw можно определить непосредственными измерениями или, если известна минерализация пластовой воды, взять с диаграммы, опубликованной Шлюмберже Уэлл Сэрвинг Корпорейшн (308) и приводимой на рис. 19-6.

Если нет возможности определить величину Rf путем замеров сопротивлений в лаборатории, то ее можно высчитать при помощи приведенных выше уравнений, по данным пористости и солености воды. После того, как это будет сделано, необходимо высчитать или принять некоторую величину за коэффициент формации. Этот вопрос рассматривается в работах Д. Арчи (G. Archie) (6), Г. Гуйо (132), и Э. Ф. Страттона и Г. Д. Форда (336). Частичное описание разных методов количественного анализа имеется в работах М. П. Тиксьера (348). Коэффициент формаций изменяется от 4 в песках до 100 и более в твердых, плотных породах.

Коэффициент пропорциональности изменяется от 1,3 в песках до 2,4 или 2,5 в сильно сцементированных песчаниках.

Ясно, что применение подобного метода требует не только целого ряда таблиц и диаграмм, но и точных количественных данных, которые можно получить только в результате промысловых или лабораторных наблюдений. Результаты могут быть бесполезными или неверными, если какие-либо исходные данные окажутся искаженными в 2 раза. Результаты определений, полученные описанными методами, могут быть ошибочными, если их при-

* Относительные дебиты нефти и воды из пласта, помимо степени насыщения этими флюидами, зависят во многом от соотношения их вязкостей. При одной и той же степени насыщения нефтью (а, стало быть, при одинаковом показателе сопротивления) из пластов, содержащих более вязкую нефть, относительный дебит последней будет меньше, а воды, соответственно, больше. *Ред.*

менять по отношению к неизученным отложениям и в новых районах, где отсутствуют необходимые исходные данные. В районах, в которых бурится большое количество скважин, постепенно выясняются величины различных коэффициентов, и метод становится более надежным. * Описанный метод определения

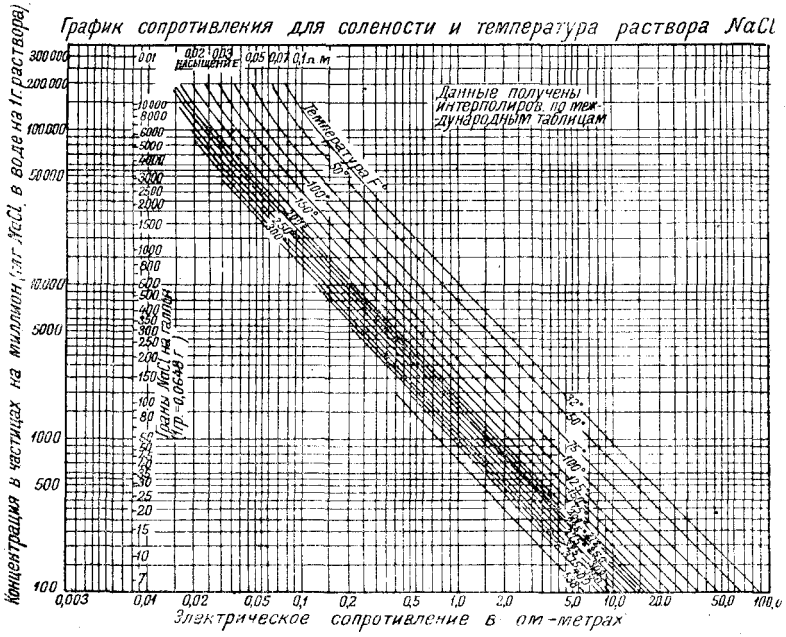


Рис. 19-6. Электрическое сопротивление растворов в зависимости концентрации и температуры. (По Sch. W. S. C.).

характера флюидов настолько специфичен, что его применение должно являться делом скорее инженеров-нефтяников, нежели геологов. **

* К сожалению, автор не приводит примеров применения данного метода, и поэтому трудно судить о его практической ценности.

Судя по схематическому описанию, нам представляется, что описанная выше методика заключается, в основном, в применении найденных эмпирических коэффициентов, характерных для каждого стратиграфического горизонта и каждого района. Следовательно, эта методика может применяться лишь после накопления значительного количества данных по большому числу скважин Разработанная в СССР методика интерпретации данных бокового каротажного зондирования (БЭЗ или БКЗ), несомненно, имеет значительные преимущества перед описанной выше. *Ред.*

** В СССР этот вопрос входит в обязанность инженеров-геофизиков (промысловых геофизиков). *Ред.*

Достоверность определений характера содержащегося в пласте флюида. Во многих районах определения содержащихся в коллекторах флюидов, произведенные с помощью электрокаротажа, являются вполне надежными. Однако имеется ряд других районов и отложений, в которых эти определения не дают положительных результатов. В действительности, в любом районе определения не являются безошибочными. Определения содержания флюидов являются в общем более надежными для песчаных пород, чем для известняков и доломитов; они надежнее также в случае мягких несцементированных пород, чем твердых сцементированных, с относительно низкой пористостью. Особенно хорошими получаются определения в песчаных осадках миоцена и олигоцена в Голфкосте; с другой стороны, не представляется возможным провести надежное определение содержания флюидов в нефтеносных известняках и доломитах Западного Техаса, и электрокароттажные диаграммы в этом регионе служат только для целей корреляции. Там, где известняки и доломиты имеют сообщающиеся между собой поры, подобно порам песчаников, электрические разрезы можно, вероятно, успешно использовать для определения содержания флюидов.

Вследствие целого ряда условий, определение характера флюидов, произведенное по электрическим разрезам, может стать ненадежным даже для песчаных коллекторов. Глинистые и алевритовые пески, структура которых является исключительно мелкозернистой, а также пески, содержащие вулканический пепел или бентонит, имеют электрические сопротивления ниже нормального и могут быть приняты за водоносные пески. Например, при интерпретации первых электрических разрезов песчаника О-Ваз (Aux Vases) в Иллинойсе считалось, что он содержит соленую воду, в то время как на самом деле песчаник оказался нефтеносным. Некоторые плотные песчаники с низкой пористостью, независимо от того, содержат они воду или нефть, могут давать такие высокие сопротивления, что по электрическим разрезам нельзя определить характер содержащихся в них флюидов. Например, по данным Г. Д. Фанкхозера (H. J. Funkhauser), Л. Сасса (L. C. Sass) и Х. Е. Хедберга (114) в Венецуэле по электрическим разрезам формации Мэркери (Mercure), сложенной хорошо сцементированными песчаниками, нельзя отличить нефтеносные горизонты от водоносных, хотя содержащиеся воды в последних обладают значительной соленостью.

Определение пористости и проницаемости по электрическим разрезам. Хотя ни пористость, ни проницаемость невозможно точно определить по электрическим разрезам, все же таким путем можно получить некоторые сведения о них. Кривая ПС песчано-глинистой свиты является показателем относительного содержания в породе зерен песка и глинистых частиц, от которого зависит

ее проницаемость. В пределах пористо-проницаемых зон известняков и доломитов на кривой ПС образуются отростки, которые выступают значительно левее среднего положения; но связь между естественным потенциалом и проницаемостью в карбонатных породах проявляется менее отчетливо, чем в песчаных. Отчасти это происходит потому, что в непроницаемых пластах естественный потенциал распространяется по широким зонам благодаря их высокому сопротивлению. Кроме того, существуют известняки и доломиты, которые обладают значительным естественным потенциалом, хотя их пористость и проницаемость слишком низки для того, чтобы они могли являться коллекторами нефти и газа.

Кривая КС также дает некоторые указания относительно пористости и проницаемости. Там, где короткая латеральная кривая показывает сопротивление, значительно превышающее то, которое отмечается на четвертой кривой, можно допустить существование обводнения пресной водой, отфильтрованной из глинистого раствора, что может быть только в пределах развития проницаемых пород. Однако степень проницаемости, необходимой для этого, может быть очень незначительной, вероятно, равной всего лишь какой-то доле миллидарси, что, конечно, не может обеспечить промышленные дебиты нефти. Степень проникновения воды определяется проницаемостью глинистой корки и не имеет никакого отношения к проницаемости коллектора при условии, что последняя выше необходимого минимума. Таким образом, наличие обводнения, отражающегося на диаграмме электрокаротТажа, не всегда указывает на то, что коллектор обладает проницаемостью, достаточной для получения нефти в промышленных количествах.

Сопротивление пород, содержащих соленую воду, понижается с увеличением их пористости и, следовательно, можно легко определить относительную степень пористости. Пористость, сопротивление породы, сопротивление пластовой воды и соленость — все эти величины связаны между собой и количественно их можно определить по формулам и графикам, имеющимся в указанной здесь литературе. Однако в большинстве случаев получаемые таким образом величины являются всего лишь приблизительными.

Определение элементов залегания с помощью электрических методов

Особым случаем применения электрокароттажа является определение падения пород в скважине посредством прибора, называемого дипметром. Этот вопрос рассматривается в работе Х. Г. Долла (92), Э. Ф. Страттона и Р. С. Хамильтона (R. C. Hamilton) (335). Работа дипметра основывается на принципе, который состоит в следующем: при существовании заметного падения слоев на стенке скважины, расположенной в сторону падения, пласты будут залегать несколько ниже. Поэтому, если имеются три или более очень подробных разреза, составленных для различных частей окружности ствола скважины, и если масштаб их настолько крупный, что можно различать глубины, на которых залегают тонкие прослои, а также известна ориентировка этих разрезов [разрезов вдоль разных стенок скважины], то можно вычислить угол падения и азимут простирания.

На скважине регистрируются 3 или более разреза, располагающиеся по стенкам скважины на равных расстояниях друг от друга. Каждый разрез регистрирует изменения пород на узкой вертикальной полосе, идущей по стенке скважины, параллельно ее оси. Если эти разрезы вычертить в очень крупном масштабе, то глубина залегания тонких прослоев будет больше на той части стенки скважины, которая расположена вниз по падению, чем на других ее частях. Исходя из полученных данных, по разнице в глубинах и диаметру скважины можно вычислить величину угла падения. Если ориентировка разрезов неизвестна, то возможно только определение величины угла падения; направление же падения останется неизвестным. Величину угла падения, как известно, гораздо проще определить по керну.

Для того, чтобы определить азимут падения, необходимо располагать данными об ориентировке каждого электроразреза. Можно использовать как кривые ПС, так и КС. Кривые ПС лучше применять там, где отложения состоят из чередования песчаных и глинистых пород и где наблюдаются заметные изменения величины естественного потенциала, но нет резких колебаний сопротивления. Кривые КС являются наиболее эффективными там, где отложения состоят из тонкого чередования глин и известняков, при котором фиксируются резкие колебания в сопротивлении и незначительные изменения естественного потенциала. Определения падения малоэффективны или ненадежны в случае, если разрез сложен мощными свитами однообразного литологического состава или когда имеются постепенные переходы одних пород в другие. Лучшие результаты получаются в зонах чередования тонких пластов пород, обладающих резко отличными значениями естественного потенциала или сопротивления. Вследствие незначительной разницы в глубине, как правило, не представляется возможным измерять падение менее 5°. Съемки, производимые дипметром, имеют большую ценность на площадях с крутым падением, где направление падения играет важную роль для определения места заложения каждой следующей скважины.

Индуктивный электрокароттаж

Индуктивный метод исследования скважин описан Г. Доллом (94, 95). Быстро меняющиеся магнитные поля, образуемые катушкой передатчика, подвешенного в скважине, создают в породах вихревые токи, которые циркулируют вокруг скважины в горизонтальной плоскости. Сила вихревых токов обратно пропорциональна сопротивлению пород, изменения силы токов по разрезу записываются с помощью катушки приемника, на которую влияют магнитные поля, создаваемые вихревыми токами в породах. Таким образом, при помощи катушки приемника, находящейся на глубине, на поверхности записываются сопротивления пройденных скважиной пластов.

В обычных условиях в индуктивном электрокароттаже нет большой нужды, так как необходимые данные можно получить с помощью электрических разрезов нормального типа. Иное дело, когда кривые ПС и КС получаются плохие. Это имеет место при роторном бурении с промывкой нефтью и при канатном бурении, когда проведение электрокароттажа даже с применением «скребущих» (scratcher) электродов не обеспечивает их хорошего контакта со стенками скважины. В подобных условиях проблему получения кривых сопротивления решает индуктивный метод. Г. Долл утверждает, что при измерении электрического сопротивления пород данным методом получаются величины, которые ближе к истинным, нежели при определении их по обычным кривым сопротивления. В скважинах канатного бурения или скважинах роторного бурения с промывкой нефтью нет особой необходимости в получении нескольких кривых сопротивления, так как в таких скважинах обводнение пластов, вследствие инфильтрации, бывает очень незначительным или отсутствует совсем. Распространение индуктивного электрокароттажа будет зависеть, вероятно, от количества скважин, буримых с промывкой нефтью.

Микрокароттаж *

Назначением микрокароттажа является выявление проницаемых зон, что достигается путем определения мощности глинистой корки, или глинистой оболочки, обволакивающей стенки скважины. В непроницаемых слоях глинистая корка тонкая или совсем отсутствует, а против проницаемых зон образуется довольно толстая глинистая корка, так как пресная вода отфильтровывается из глинистого раствора и проникает в пласт, а глина, из которой вода отфильтровалась, остается в виде толстого пластыря на стенках скважины. Эта глина аналогична буровому раствору в скважине; разница только в том, что она потеряла часть своей воды и стала плотнее или более вязкой. В местах широкого развития глинистых корок диаметр скважины уменьшается, и мощность этих корок можно было бы определить с помощью каверномера, если бы стрелки последнего не погружались в мягкую глину корки.

* Буквальный перевод — микроразрезы. *Ред.*

Микрокароттажные разрезы составляются с помощью трех электродов, которые располагаются на расстоянии в несколько сантиметров друг от друга. Они дают сопротивления по двум различным зондам с неодинаковыми расстояниями между электродами; вследствие коротких расстояний между электродами измеряются сопротивления очень тонких пластов и только в зонах, очень близко расположенных к стенкам скважины. Эти электроды расположены так близко друг к другу, что там, где глинистая корка является мощной, измеряется сопротивление, главным образом, этой корки. Против непроницаемых пород с высоким сопротивлением, таких как известняки и доломиты, микрокароттаж показывает высокие сопротивления. Против глинистых пород и зон мощной глинистой корки микрокароттаж записывает низкие сопротивления. В некоторых случаях по различию двух кривых сопротивления можно установить, что в данный момент исследуются проницаемые зоны.

В глинистых породах, где глинистая корка тонкая, сопротивления, изображаемые двумя кривыми, будут стремиться к идентичности. В зонах с мощной глинистой коркой сопротивления, характеризуемые двумя кривыми, различны, так как кривая, образуемая при более коротком расстоянии между электродами, показывает сопротивления почти исключительно в пределах глинистой корки, в то время как при большем разносе электродов регистрируются сопротивления, определяемые частично глинистой коркой, а частично породами, располагающимися за ней. Теоретически, данным способом можно отличать глинистые породы от проницаемых коллекторов благодаря тому, что при прохождении пород вдоль более толстой глинистой корки кривые различаются сильнее, чем в глинистых породах. Однако практика показала, что во многих случаях с помощью этого метода невозможно отличить глинистые породы от других пород. Таким образом, обычно на разрезах микрокароттажа участками низкого сопротивления отмечаются лишь глинистые и проницаемые зоны, а разграничение между этими зонами необходимо проводить при помощи других методов.

Данные микрокароттажа должны быть особенно ценными в известняках и доломитах, где обычные электрические разрезы не дают точных указаний относительно присутствия проницаемых зон.

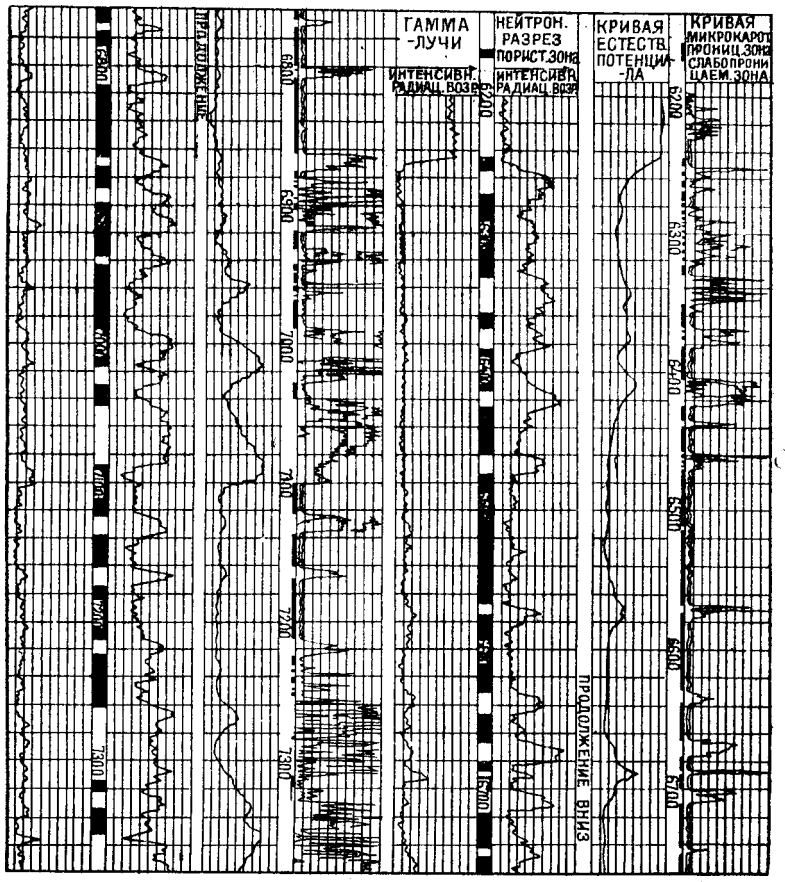


Рис. 19-7. Кривые микрокароттажа, ПС, естественного гамма-излучения и нейтронного кароттажа скважины на месторождении Северный Снайдер, Округ Скарри, Техас. * На чертеже видно совпадение пористых и проницаемых зон, выявленных на обоих типах кривых.

На рис. 19-7 дано сравнение кривых микрокароттажа, ПС и радиоактивного и нейтронного кароттажа скважины месторождения Северный Снайдер (North Snyder) в Округе Скарри (Scurry County), штат Техас. Микрокароттаж показывает низкое сопротивление глинистых и проницаемых пластов и высокое сопротивление непроницаемых пород, таких как известняки и доломиты. Отличить глинистые породы от проницаемых можно с помощью разрезов, составленных по образцам, кривой ПС или по данным радиоактивного кароттажа. На рис. 19-7 можно заметить, как естественный потенциал из проницаемых зон распространяется на прилегающие непроницаемые зоны и не ограничивается проницаемыми песчаниками, как это имеет место при песчано-глинистом разрезе. В общем, наблюдается очень хорошее соответствие между изображением проницаемых зон на разрезе микрокароттажа и изображением пористых зон на нейтронных разрезах.

* Каждая из расположенных слева без подписей 4 кривых представляет продолжение соответствующей кривой, находящейся в правой части чертежа. *Ред.*

Глава 20

РАДИОАКТИВНЫЕ И НЕЙТРОННЫЕ РАЗРЕЗЫ СКВАЖИН

Значение и история

Ценность радиоактивных и нейтронных разрезов скважин заключается в том, что они дают такие данные, которые невозможно получить никакими другими методами. Другим преимуществом нейтронного и радиоактивного кароттажа является возможность производить исследования через стальную обсадную колонну. Радиоактивные и нейтронные разрезы скважин представляют собой один из видов применения новой отрасли физики — ядерной, которая имеет дело с такими проблемами, как изготовление атомных бомб и использование атомной энергии.

В США первый радиоактивный кароттаж, по-видимому, являвшийся экспериментальным, был проведен Л. Хауэллом (L. G. Howell) и А. Фрошом * (A. Frosch) (164), но методика широкого промышленного применения радиоактивных методов была разработана Уэлл Сэрвис, Инкорпорейшн Тулсы (Well Surveys, Inc. of Tulsa), в Оклахоме. Эта компания в 1939 и 1940 гг. предложила радиоактивный кароттаж скважин, а в 1941 г. — нейтронный кароттаж. Уэлл Сэрвис, Инкорпорейшн дала право компании Лейн-Уэллс на проведение радиоактивного и нейтронного кароттажа в США, а компании Сейсмограф Сэрвис в некоторых странах за границей. Шлюмберже Уэлл Сэрвинг Корпорейшн также проводит радиоактивный кароттаж согласно разрешению Техасской компании по разработке.

В 1950 г. Геофизикл Межерментс Корпорейшн Тулсы дала патент Перфорейтинг Ганс-Атлас Корпорейшн на проведение радиоактивного и нейтронного кароттажа.

Значительное количество небольших работ по радиоактивному и нейтронному кароттажу появилось в «Туморроус Тулс Тудей» (Tomorrows Tools Today) (издаваемый Компанией Лейн-Уэллс), «Ойл энд Гэз Джорнэл» (The Oil and Gas Journal) «Ойл Уикли» (The Oil Weekly) и в «Петролеум Инджиниэр» (The Petroleum Engineer). Работы в других периодических изданиях были опубликованы Р. Фироном (R. E. Fearon) (105, 106), У. Грином (W. G. Green) и Р. Фироном (126), У. Джэксоном (W. J. Jackson) и Дж. Кэмпбеллом (171) и У. Л. Расселом (302, 303, 304).

* В СССР гамма-кароттаж был впервые предложен и разработан Г. В. Горшковым, А. Г. Граммаковым, В. А. Шпаком и Л. М. Курбатовым еще в 1933 г. В 1937 г. были проведены опыты по расчленению разрезов буровых скважин по данным этого метода. К сожалению, внедрение в производство методов радиоактивного кароттажа задержалось и производилось лишь в конце сороковых годов. *Ред.*

Использование явления радиоактивности для кароттажа скважин

Гамма-лучи. Некоторые сведения по радиоактивности будут полезны для понимания и интерпретации радиоактивных разрезов скважин. Радиоактивность представляет собой спонтанное превращение одного элемента в другой, сопровождаемое испусканием лучей. Различают 3 типа лучей, но для радиоактивного кароттажа важны только гамма-лучи. Гамма-лучи очень похожи на Х-лучи, но являются гораздо более проникающими. По мере прохождения гамма-лучей сквозь обычные вещества, они постепенно поглощаются; способность материалов поглощать гамма-лучи возрастает с их плотностью. Так, гамма-лучи поглощаются сильнее стальной колонной, нежели породами (имеющими мощность, равную толщине колонны) или глинистым раствором. Поглощение гамма-лучей является экспоненциальным, то есть, если при определенной толщине материал поглощает половину лучей, то увеличение толщины этого же материала в два раза не приведет к поглощению всех лучей, а вызовет лишь сокращение первоначальной интенсивности до $^1/_4$.

Хорошо известно, что электромагнитные лучи, в частности световые, Х-лучи и гамма-лучи, обладают свойствами как лучей, так и частиц. В случае лучей, обладающих такой же энергией и проникающей силой, свойства частиц более заметны, и радиация происходит так, как если бы она состояла из пучков или связок * энергии, распространяющейся со скоростью света и ионизирующей атомы при столкновении с ними. Такие отдельные пучки лучистой энергии называются фотонами. **

Полураспад и семейства элементов. Время, необходимое для превращения половины радиоактивного элемента в другой элемент, называют периодом его полураспада. Периоды полураспада естественных радиоактивных элементов изменяются от долей секунды до миллиардов лет. Следует заметить, что в конце времени, равного двум полураспадам, элемент не исчезает полно-

* К сожалению, автор не пользуется принятой в ядерной физике и технике терминологией и применяет свои термины, которые приходится оставлять в переводе. Правильнее, конечно, говорить о квантах энергии. *Ред.*

** Фотон представляет собою квант света. *Ред.*

стью, а только уменьшается еще на $^1/_2$ или до $^1/_4$ первоначального количества.

Ряд, или семья радиоактивных элементов образуется в результате многих последовательных радиоактивных превращений одного элемента в другой, получившегося элемента — в третий и т. д. Торий и два изотопа урана являются исходными элементами такого ряда. Гамма-лучи, имеющие значение для радиоактивного каротта́жа, образуются членами рядов урана — радия, тория и калия. Рубидий, самарий и лютеций* являются также радиоактивными, но они не дают заметного эффекта при каротти́ровании. В породах, которые в течение более, чем 1 млн. лет остаются неизмененными, все члены рядов урана и тория находятся в отношении фиксированной концентрации ко всем другим элементам этих рядов. Таким образом, если концентрация одного члена ряда известна, то концентрацию всех других можно вычислить. Концентрация элемента ряда урана — радия обычно выражается концентрацией радия в граммах на 1 *г* породы. Оказывается, что осадочные пласты ниже зоны выветривания обычно находятся в равновесии. Насколько известно, подземная миграция радиоактивного газа радона не является достаточно обширной, чтобы влиять на каротта́ж.

Необходимо ясно понять тот факт, что именно количество исходных элементов радиоактивного ряда, отложившееся в породах, контролирует их радиоактивность. Даже если бы содержание коротко живущих радиоактивных элементов было бы первоначально очень большим, они все равно исчезли бы в течение геологического времени.

Терминология

Существует огромное разнообразие названий, применяемых к тем двум видам разрезов, которые рассматриваются в данной главе. Термин «радиоактивность» хотя и образован от той же основы, что и «радиация», имеет общеизвестное значение, которое включает не только испускание особого вида радиации, но и превращение одного элемента в другой. Существует два типа каротта́жа скважин, основанных на применении гамма-лучей: 1) один использует естественные гамма-лучи, образующиеся в результате радиоактивности пород, 2) другой — искусственные гамма-лучи, образуемые нейтронами.

Таким образом, любой вид каротта́жа может быть назван гамма-лучевым каротта́жем, но только каротта́ж, при котором фиксируется естественное гамма-излучение, можно было бы назвать радиоактивным каротта́жем. При нейтронном каротта́же не регистрируется радиоактивность ни естественная, ни искусственная. Употребление термина «радиоактивный разрез» для обозначения комбинированных каротта́жных диаграмм — естественного гамма-излучения и нейтронного, является нежелательным, так как такой термин (допускающий, что нейтронный разрез измеряет радиоактивность) может ввести в заблуждение и явиться причиной путаницы с разрезами естественной радиоактивности. В этой книге термин «радиоактивный разрез» будет употребляться для обозначения диаграммы естественной радиоактивности. Термин «гамма-лучевой» разрез обычно употребляется для обозначения диаграммы естественной гамма-лучевой энергии. Используются два вида нейтронных разрезов [каротта́жа]. В одном из них нейтроны, искусственно созданные в скважине, посылаются в породы, а на диаграмме записывается интенсивность гамма-лучей, создаваемых этими нейтронами. При другом виде каротта́жа породы бомбардируются нейтронами, и регистрируется концентрация нейтронов, возвращающихся к аппарату. Если желательно провести разграничение между этими двумя методами, то первый тип можно назвать нейтронным гамма-каротта́жем, а последний тип — нейтронно-нейтронным каротта́жем. Все нейтронные разрезы, составленные до 1950 г., являются нейтронными гамма-разрезами. Соединение радиоактивного и нейтронного разреза можно было бы назвать радиационным разрезом без всякой опасности перепутать этот метод с другими методами каротта́жа. *

Приборы, применяемые при радиоактивном каротта́же

Как радиоактивные, так и нейтронные гамма-разрезы скважин составляются путем измерения ионизации, производимой гамма-лучами; используемая аппаратура при применении этих методов является настолько сходной, что достаточно будет одного общего описания. Интенсивность гамма-лучей измеряется как в радиоактивном, так и в нейтронном гамма-каротта́же путем определения степени ионизации, возникающей в измерительных приборах. Ионизация гамма-лучами происходит путем выбивания электронов из атомов, которые они встречают, образуя таким образом ионные пары (pairs). Употребляются три типа приборов для измерения ионизации: ионизационные камеры, счетчики Гейгера-Мюллера (Geiger-Müller) и сцинтилляционные счетчики. Первые два основаны на принципе, заключающемся в том, что ионизация повышает электрическую проводимость газа. В счетчике Гейгера-Мюллера и в ионизационной камере имеется центральный прово-

* В тексте написано Leutetcium. *Ред.*

* В СССР широкое производственное применение получили 2 метода: 1) метод исследования естественной радиоактивности — гамма-метод ГМ, гамма-каротта́ж ГК и 2) метод исследования искусственной радиоактивности — нейтронный гамма-метод НГМ, нейтронный гамма-каротта́ж НГК. В стадии внедрения находится метод наведенной радиоактивности. *Ред.*

дящий электрод и внешний электрод, идущий по стенкам аппарата, который также является проводящим. Между внутренним и внешним электродами поддерживается высокий электрический потенциал.

В ионизационных камерах измеряется ток, идущий через газ; этот ток пропорционален степени ионизации и интенсивности гамма-лучей. В счетчиках Гейгера-Мюллера отсчитывается количество отдельных ионных пар. Это возможно благодаря тому, что каждая ионная пара находится в очень сильном электрическом поле. В результате ионам сообщаются такие высокие скорости в промежутках между столкновениями с атомами, что, ударяясь об атом, они выбивают еще один электрон, дающий другую ионную пару. Таким образом, как только образуется одна ионная пара, происходит мгновенное увеличение количества находящихся в газе ионов. В результате газ становится настолько проводящим, что происходит внезапный разряд потенциала через газ. Число этих разрядов за единицу времени пропорционально интенсивности гамма-лучей. По существу на разрезах [диаграммах] вычерчивается сила тока, проходящего через ионизационные камеры, или количество отсчетов за единицу времени, регистрируемое счетчиками.

Некоторые вещества обладают свойством давать мгновенную вспышку света, когда они поглощают фотон гамма-излучения. Сцинтилляционный счетчик состоит из кристалла такого вещества и фотоэлектрического элемента, отмечающего или записывающего скорость появления этих вспышек — сцинтилляций. Благодаря относительно высокой плотности твердой среды, поглощение (и, следовательно, точность) будет выше того, которое было бы в том же объеме газа. Это имеет значительные преимущества при кароттаже скважин, так как объем поглощающего вещества должен быть небольшим.

Для того чтобы повысить поглощение гамма-лучей, ионизационные камеры наполняются тяжелым газом, таким как аргон, и газ держится под давлением. Токи, измеряемые при гамма-лучевом методе, настолько малы, что они находятся почти на пределе практически возможного измерения. Ток, идущий через ионизационную камеру, при радиоактивном кароттаже равен всего лишь 10^{-13} *а*. По этой причине его необходимо значительно усилить, прежде чем послать на поверхность.

Аппаратурные факторы

Чувствительность и изменения шкалы. Прибор может считаться чувствительным, если небольшое изменение измеряемой величины вызывает большое количественное изменение (или сдвиг в положении при графической записи) отсчетов. Однако

согласно другому употреблению этого термина, чувствительным считается прибор очень высокой точности. Эти различные значения следует иметь в виду при интерпретации радиоактивных разрезов, так как кароттажные приборы снабжены приспособлением, с помощью которого можно изменять горизонтальный масштаб диаграмм по желанию оператора. Вследствие этого, сдвиги и длина выступов на кривой, возникающих в результате изменений в радиоактивности, могут, например, получаться большими на диаграммах, но это не повышает их точности, поскольку ошибки увеличиваются пропорционально истинным величинам.

Изменение горизонтального масштаба для кароттажных кривых может вызвать ошибочное представление о действительной радиоактивности пород. Это иллюстрируется рис. 20-1, на котором представлена корреляция на большое расстояние четырех радиоактивных разрезов в Оклахоме. Тот, кто не знаком с используемым масштабом, естественно, сделает вывод, что сланец Вудфорд (Woodford) обнаруживает меньшую радиоактивность в скважине на месторождении Фокс (Fox), чем в скважинах, расположенных на других площадях, так как действительная длина в дюймах сдвига, обусловленная сланцем Вудфорд, меньше в скважине на месторождении Фокс. Однако другие данные указывают на то, что радиоактивность сланца Вудфорд в скважине на месторождении Фокс в действительности больше, чем в скважинах, взятых для сравнения. Причинами этого является неисправность кароттажного прибора во время работ в скважине на месторождении Фокс, а также уменьшение горизонтального масштаба, произведенное оператором с целью снижения величины инструментальных ошибок, появившихся на диаграмме. В настоящее время подобные ошибки в интерпретации, являющиеся следствием изменений в масштабе, встречаются гораздо реже благодаря улучшению методов калибровки приборов и вычерчивания разрезов. Один из методов калибровки заключается в том, что против прибора устанавливают радиоактивный источник и отмечают отклонения. Эти отклонения используются для определения чувствительности приборов и записываются в заголовке диаграммы. Другой метод устранения ошибок при интерпретации, обусловленных изменением чувствительности прибора, состоит в записывании интенсивности гамма-лучей на абсолютной шкале (в единицах, известных как микрорентгены в час).

Постоянная времени. Приборы радиоактивного и нейтронного кароттажа снабжены приспособлением, при помощи которого выводится среднее время ионизации, что дает возможность измерить уменьшение или увеличение степени ионизации. Это время может быть названо «временной константой». Разумеется, точность результатов повышается с увеличением продолжительности временной константы, в результате того, что случайные отклонения и

ошибки в среднем выравниваются. Однако при повышении точности таким путем теряются детали, так как все изменения в радиоактивности, встречающиеся в интервале временно́й константы, нивелируются. Отсюда следует, что чем больше временная кон-

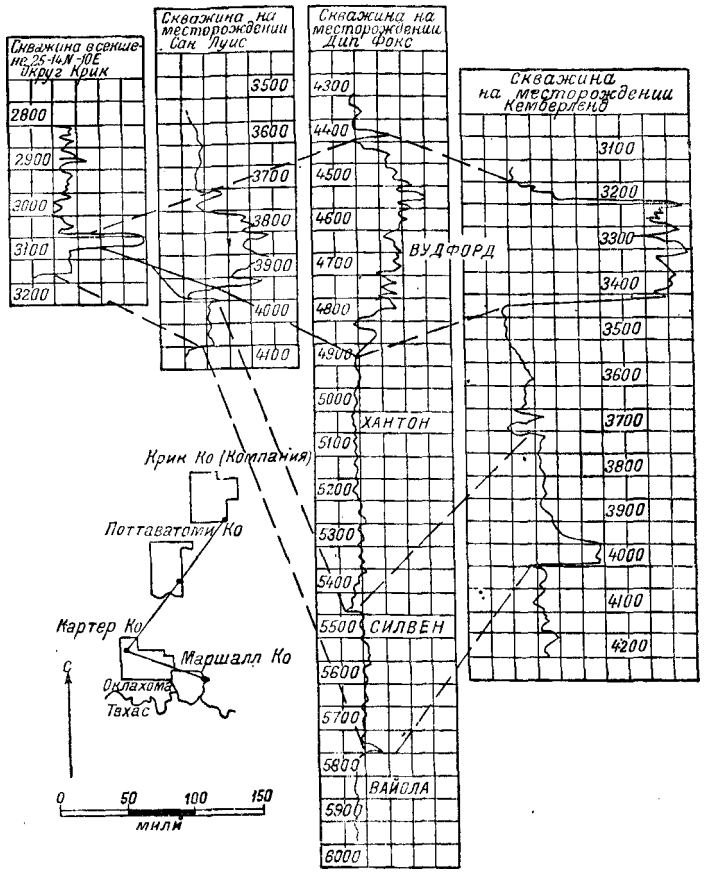


Рис. 20-1. Корреляция радиоактивных разрезов четырех скважин, расположенных на больших расстояниях друг от друга; Оклахома. (По Russel, A. A. P. G.).

станта, тем меньше на кривой изображается деталей. Самый тонкий пласт, который нужно точно исследовать, должен обладать мощностью, приблизительно равной расстоянию, которое проходит кароттажный инструмент за период временно́й константы.

Статистические колебания. Важным фактором, оказывающим влияние на радиоактивный и нейтронный кароттаж, проводящийся при помощи ионизационных камер и счетчиков, является

количество ионных пар, образующихся в единицу времени. Это количество определяет скорость кароттажного исследования, а также влияет на продолжительность временно́й константы и длину ионизационной камеры. Если бы количество ионных пар, равнялось миллиарду в секунду, то случайные изменения в количестве, возникающие за 1 сек., хотя и выражающиеся большим абсолютным числом, будут составлять такой небольшой процент от общего числа пар, что эти случайные изменения оказали бы незначительное влияние на диаграмму. Но при образовании всего лишь от 10 до 50 ионных пар в секунду нерегулярные изменения в их количестве могут привести к ошибкам на диаграммах в том случае, если временная константа не была столь продолжительной, чтобы выравнять эти случайные ошибки (известные как статистические колебания). Число эффективных ионных пар, на которых основывается измерение, может быть увеличено посредством продления временной константы и увеличения длины ионизационной камеры, но эти меры снижают возможность изображать тонкие пласты и другие детали разреза. Поэтому, во избежание потери деталей, необходимо ограничить скорость кароттажа с целью уменьшения величины статистических ошибок. Точность пропорциональна квадратному корню числа ионных пар, эффективно поглощенных за период временно́й константы. Таким образом, если число ионных пар, поглощенных за единицу времени, было увеличено в 9 раз, то кароттаж можно было бы провести в девять раз быстрее с такой же точностью, или такой же скоростью и со статическими колебаниями, равными $^1/_3$.

Значение повторений. Ошибки, влияющие на радиоактивный и нейтронный разрезы, имеют два источника: обычные аппаратурные дефекты и статистические колебания. Тот, кому не известна величина статистических колебаний, может принять статистические колебания за настоящие изменения в ионизации, обусловленные влиянием литологии. Лучшим способом выяснения точности радиоактивных и нейтронных разрезов является повторение кароттажа на участке в 200 футов (60 *м*) и вычерчивание повторного и первичного разрезов на окончательной диаграмме, с тем, чтобы ею можно было пользоваться в будущем в качестве справочного материала. Случайные ошибки, обусловленные как статистическими колебаниями, так и аппаратурными дефектами, не будут повторяться на той же глубине, не считая отдельных случайных совпадений. Таким образом, размеры ошибок можно определить, выяснив, как близко обе кривые повторяют друг друга, и все изменения, не превышающие эти колебания, могут игнорироваться при интерпретации.

Повторение нейтронного разреза изображено на рис. 20-2, взятом из работы Р. Фирона (106). Это повторение можно счи-

тать удовлетворительным, но сопоставление двух кривых показывает, что они никоим образом не являются идентичными. Изменчивость ионизации, обусловленная случайными ошибками, составляет около 0,2 ширины больших квадратов, и в соответствии с этим все колебания меньшей амплитуды не могут иметь значения для интерпретации.

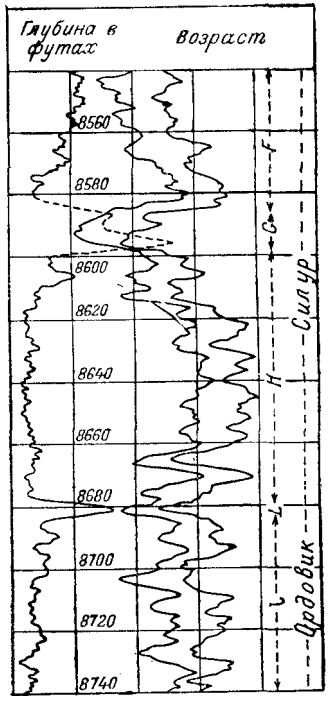


Рис. 20-2. Кривая естественной радиоактивности и две кривых (одна из них повторная) нейтронного кароттажа скважины на месторождении TXL, округ Эктор, Техас. (По Fearon. Nucleonics and the Lane Wells Co.)

Невозможно сравнить точность двух инструментов, наблюдая за тем, насколько одинаково они повторяют измерения, так как на точность повторений влияет также и временная константа. Увеличивая последнюю, можно уменьшить статистические колебания и заставить инструмент вычерчивать плавные кривые, которые им очень хорошо повторяются. Если, однако, кароттаж производился двумя инструментами при одинаковых скоростях и с одними и теми же временными константами, то точность повторений будет являться показателем относительной точности аппаратуры.

Литологическая интерпретация радиоактивных разрезов

Литологическая интерпретация радиоактивных разрезов базируется частично на данных, полученных непосредственно на скважинах и частично на результатах лабораторных исследований.

Первые являются результатом сравнения литологических разрезов скважин с радиоактивными и нейтронными их разрезами. Вопрос о полевых и лабораторных данных, необходимых для интерпретации радиоактивных разрезов, рассматривается у Рассела (302, 303). Рис. 20-3 из диаграммы Рассела (302) показывает относительную радиоактивность различных пород, определение которой производилось по образцам. Положение пластов калийных солей на этой диаграмме неточно, а количество образцов вулканического пепла и бентонита, проверенных на радиоактивность, недостаточно. Рис. 20-4, взятый из диаграм-

мы Рассела (302) показывает частотное распределение радиоактивности в известняках, доломитах и глинистых породах.

В табл. 20-1, взятой из работы Рассела (303), приведены средние данные о радиоактивности различных пород. Эти величины могут быть полезными при интерпретации радиоактивных разрезов и для выяснения возможного различия отдельных типов пород на этих разрезах.

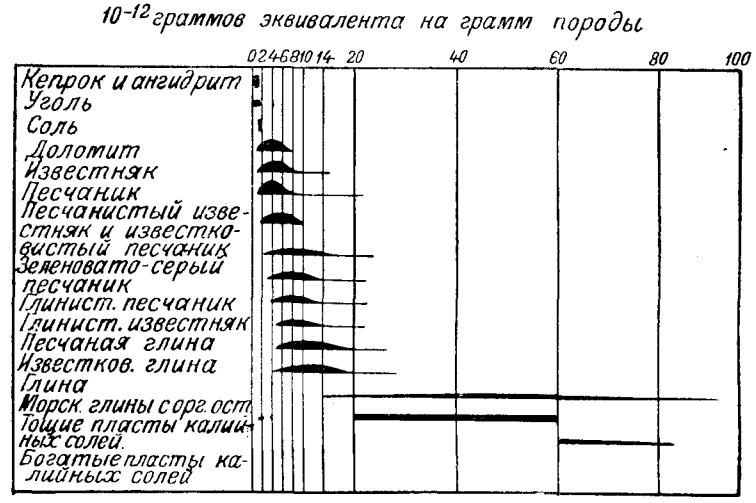


Рис. 20-3. Относительная радиоактивность различных осадочных пород, определенная по интенсивности их гамма-излучения. Ширина линий соответствует частоте распространения; интенсивность радиоактивности увеличивается вправо. Наиболее часто встречающиеся величины радиоактивности соответствуют утолщенной части линий. Тонкие линии указывают на величины радиоактивности, редко встречающиеся среди данного типа пород. Единицы измерения, указанные в верхней части рисунка, показывают общую интенсивность гамма-лучей от всех компонентов породы и выражены количеством радия на грамм породы, необходимым для того, чтобы дать такую же величину излучения. Следовательно эти цифры не указывают на количество имеющегося в действительности радия. (По W. Russel, A. A. P. G.).

Можно подытожить данные об относительной радиоактивности различных осадочных пород следующим образом. К породам с очень низкой радиоактивностью относятся: ангидрит, соль, известняк, доломит, песчаник, уголь и, очевидно, кремнистые породы. Эти породы обнаруживают слегка повышенную радиоактивность, если они являются глинистыми. Обычные сланцевые глины, независимо от генезиса — морские или пресноводные, имеют гораздо более высокую радиоактивность, а радиоактивность песчаных глин несколько ниже радиоактивности обычных глин, свободных от примеси песчаных зерен. Радиоактивность

глин является достаточно высокой для того, чтобы их можно было легко отличать от пород с низкой радиоактивностью на радиоактивных разрезах. С другой стороны, морские глины, выделяющие при нагревании незначительные количества битумов, часто имеют гораздо более высокую радиоактивность, чем обычные глины. Эти глины с повышенной радиоактивностью по цвету изменяются от темного до черного, особенно если они от-

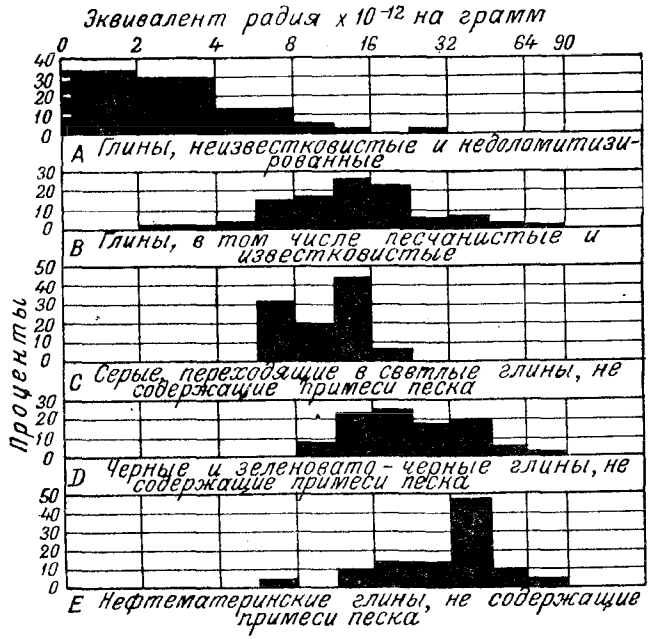


Рис. 20-4. Частотные диаграммы радиоактивности известняков, доломитов и глинистых пород. (По Russel, S. E. G.). *

носятся к палеозою. Большое число морских глин, содержащих весьма незначительное количество или совсем не содержащих битумов, по радиоактивности не сильно отличаются от глин пресноводного происхождения. Только лишь морские глины, содержащие большое количество органического вещества, обладают ненормально высокой радиоактивностью. Эти глины можно было бы рассматривать как «горючие сланцы» [oil shales], так как при перегонке они в изобилии выделяют масла (смолы).

При обычных условиях на радиоактивном разрезе фиксируется содержание глинистых частиц, и основная ценность этих

* Society of Exploration Geophysicists. *Перев.*

Таблица 20-1

Средняя радиоактивность различных типов пород

Литологический тип	Количество образцов	Средняя радиоактивность в эквивалентах радия на грамм $\times 10^{-12}$
1. Все глины, включая и песчанистые	164	16,2
2. Светло-серые глины, неизвестковистые, песчанистые	17	11,3
3. Светло-серые глины, неизвестковистые, непесчанистые	18	9,0
4. Темные, переходящие в черные глины, неизвестковистые, непесчанистые	74	22,4
5. Глины от темных до черных, не известковистые, но песчанистые	16	13,2
6. Все песчаники, включая глинистые	131	5,3
7. Все песчаники, кроме глинистых, но включая алевритистые	105	4,9
8. Песчаники, свободные от алевритовых и глинистых частиц	76	4,1
9. Песчаники алевритистые, но не глинистые	26	7,3
10. Глинистые песчаники	40	7,0
11. Выветрелые граниты	10	6,9
12. Алевролиты	11	10,3
13. Мергели и известняковые сланцы светлых оттенков	16	6,8
14. Мергели и известняковые сланцы, темные	10	8,8
15. Мергели и известняковые сланцы, серовато-черные и черные	3	16,5
16. Определяемая первоначальная проницаемость песчаников до цементации:		
очень высокая	35	2,9
высокая	37	5,1
низкая	40	6,6
очень низкая	24	7,5
17. Известняки и доломиты, свободные от глинистых частиц	64	4,1
18. Микрокристаллические до землистых известняки и доломиты, от серых до светлых	28	4,0
19. Кристаллические известняки от мелкозернистых до крупнозернистых и доломиты серые, переходящие в светлые	24	3,1
20. Влияние оттенка в свободных от глинистых частиц известняках и доломитах:		
светло-серый до белого	30	3,1
серые	22	4,1
от темного до черного	10	6,1
21. Известняк, свободный от глинистых частиц, серый переходящий в светлый	33	3,8
22. Доломиты, свободные от глинистых частиц, серые, переходящие в светлые	21	3,1
23. Пески и глины	9	13,5
24. Черные и серовато-черные глины	40	26,1

диаграмм заключается в той точности, с которой они регистрируют наличие глинистых пород. На радиоактивных разрезах нельзя отличить друг от друга породы, которые обладают примерно одинаковой радиоактивностью, как это изображено на рис. 20-3. Например, выступ кривой, указывающий на низкую радиоактивность, может быть вызван любой из пород, обладающих радиоактивностью менее 5×10^{-12} эквивалентов радия. На практике разрезы, составленные по образцам, обычно могут указывать на природу выступов кривой и изменения ее конфигурации.

В случае если нет возможности изучить радиоактивность разреза исследуемой скважины по образцам, то интерпретацию радиоактивной диаграммы часто можно провести путем сравнения ее с другими диаграммами радиоактивности, интерпретация которых известна. Во многих районах стратиграфия является настолько изученной, что геологи могут проводить литологическую интерпретацию радиоактивного кароттажа на основании известных данных по местному разрезу.

В зависимости от характера кривых, интерпретация радиоактивных и нейтронных разрезов скважин соответственно несколько изменится. Согласно старым методам, разрезы связываются друг с другом и интерпретируются, главным образом, путем сравнения одной части разреза с другой. Этот метод не удобен для интерпретации коротких разрезов и разрезов, литологически сходных. По более современному методу гамма-излучение выражается количественно в микрорентгенах в час. Следует заметить, что количественно выражается только та радиация, которая происходит внутри аппарата. Для определения гамма-радиации из ионов необходимо учитывать поглощение гамма-лучей в обсадной колонне, цементе и глинистом растворе.

Радиоактивные разрезы не дают непосредственного указания относительно пористости, проницаемости, а также природы или количества флюидов в породе, но они дают сведения, которые можно использовать для примерного определения всех вышеуказанных величин. Ясно, что не существует способа, с помощью которого можно было бы отличить нефтеносные или газоносные горизонты от горизонтов, содержащих воду, так как нефть и газ не испускают излучения, которое позволило бы сразу их распознать.* С другой стороны, на радиоактивные разрезы не оказывают отрицательного влияния различные вещества, обычно находящиеся в нефтяных или газовых скважинах. Нефть, вода, воздух и глинистый раствор, как правило, не оказывают заметного влияния на кароттажные диаграммы. Однако если диаметр скважины значительно больше нормального, то поглощение лучей в нефти или воде может вызвать сдвиг кривой вправо. Поглощение гамма-лучей в обсадной колонне вызывает сдвиг кривой влево относительно необсаженных частей скважины, но во многих скважинах этот сдвиг настолько незначителен, что его нельзя заметить. Обычно нет никаких затруднений в получении хороших разрезов в пределах скважин, имеющих одну обсадную колонну, но при кароттаже через три колонны иногда нельзя получить диаграммы хорошего качества.

* Проводимые в настоящее время в СССР исследовательские работы показывают, что при помощи нейтронного кароттажа и нейтрон-гамма-кароттажа можно отличать водоносные пласты от нефтеносных. *Ред.*

Использование радиоактивных разрезов

Определение мест перфорации. Наиболее распространенным применением радиоактивного кароттажа (как в случае отдельного использования, так и совместно с нейтронным) является измерение радиоактивного излучения через обсадную колонну с целью определения места перфорации. В некоторых случаях для быстрейшего достижения высокопродуктивного горизонта проходка скважин велась так поспешно, что не производилось точных исследований о насыщенности вышележащих пластов. Были составлены многочисленные радиоактивные разрезы скважин, пробуренных до появления электрокароттажа, а также скважин, первичные буровые журналы которых были утеряны; кроме того, радиоактивные разрезы составлялись в тех случаях, когда были неизвестны источники, из которых брались данные о скважинах.

Корреляция. Весьма важно применение радиоактивных разрезов для целей корреляции; установлено, что глинистые породы часто коррелируются лучше по радиоактивным разрезам, нежели по любым другим видам кароттажа. Вопрос о корреляции, однако, рассматривается в следующей главе.

Разные случаи применения. Радиоактивный кароттаж используется также в следующих случаях: при проверке результатов различных глубинных замеров, уточнении данных о глубинах залегания различных горизонтов, что необходимо для составления структурной карты, при составлении детальных разрезов горизонтов, сложенных песчано-глинистыми разностями (данные о которых необходимы для операций, связанных с применением вторичных методов добычи), при определении местоположения обсадной колонны и цемента за ней.

Если в цемент добавить молотый карнотит или другие радиоактивные материалы, предварительно хорошо размешав их с цементом, то с помощью радиоактивного кароттажа можно определить положение цементного кольца за обсадной колонной.

В таких случаях желательно составить радиоактивный разрез до тампонажа и после него. Разница между этими двумя разрезами будет указывать на величину радиоактивности, обусловленной цементом.*

Некоторые особые случаи экспериментального применения радиоактивного кароттажа, описанные У. Джэксоном (W. J. Jackson) и Дж. Кэмпбеллом (J. L. P. Campbell) (171), состоят в измерении проницаемости и пористости путем введения радиоактивного материала в проницаемые пласты и последующего радиоактивного кароттажа. Как радиоактивные, так и нейтронные разрезы часто составляются в скважинах, бурящихся с глинистым раствором, приготовленным на соленой воде или при промывке нефтью. В этих скважинах невозможно составить надежные электрические разрезы. Радиоактивные и нейтронные разрезы очень полезны для интерпретации и исправления керновых, электрических разрезов, а также разрезов, составленных по образцам шлама. Несомненно, одним из наиболее важных случаев применения радиоактивных разрезов является использование их для интерпретации нейтронных разрезов.

Нейтроны и связанные с ними явления

Нейтроны представляют собой лишенные электрического заряда частицы, масса которых почти точно равна массе атома водорода. Вследствие отсутствия электрического заряда, нейтроны могут легко проникать через все вещества; невозможно изготовить контейнер, который был бы непроницаем для нейтронов. Нейтроны, используемые в нейтронном кароттаже, образуются при помощи смеси небольшого количества (обычно около $^1/_3$ *г*) радия или другого элемента, выделяющего альфа-лучи, с бериллием. Альфа-лучи из радиоактивного элемента вызывают разрушение некоторых атомов бериллия, при котором происходит излучение нейтронов со скоростями в несколько тысяч километров в секунду.

Существуют другие методы образования нейтронов, но описанный метод является наиболее удобным для применения его при кароттаже скважин.

Во время движения с очень высокими скоростями нейтроны оказывают небольшое воздействие на разрезы. Они проходят через все материалы, имеющиеся в стволе скважины и в породах, но в результате столкновений с атомами различных элементов

* Советскими геофизиками в Баку сконструирован прибор, с помощью которого по радиоактивной примеси в цементе определяется распределение цемента за трубами. *Ред.*

разбрасываются или отклоняются от своего первоначального пути. В моменты этих столкновений нейтроны передают часть своей энергии движения встретившимся атомам и, таким образом, постепенно теряют скорость. Нейтроны, двигающиеся с обычной скоростью, характерной для термического перемешивания частиц такой же массы, называются тепловыми нейтронами. Легкие элементы гораздо эффективнее тяжелых в снижении скоростей нейтронов до термических скоростей; водород является наиболее эффективным из всех элементов, так как массы нейтрона и атома водорода практически идентичны. Благодаря эффективности водорода в замедлении нейтронов, вещества, богатые водородом, такие как вода, нефть и парафин, очень резко уменьшают проникновение нейтронов. Даже через такие тяжелые элементы как свинец нейтроны проходят дальше, нежели через богатые водородом вещества.

После того как передвижение нейтронов было замедлено до термических скоростей, нейтроны продолжают хаотически двигаться до тех пор, пока они не будут поглощены атомами различных присутствующих элементов; процесс этот происходит в то время, как кароттажный прибор проходит очень короткое расстояние. Если нейтроны высоких скоростей поглощаются с трудом, то абсорбция тепловых нейтронов, передвигающихся медленнее, происходит довольно легко. Акт поглощения известен как «захват», а гамма-лучи, излучаемые атомами элементов в момент захвата, известны как «гамма-лучи захвата». Нейтронные гамма-разрезы составляются путем регистраций изменений в интенсивности гамма-лучей захвата.

Энергия гамма-лучей захвата различных элементов сильно изменяется, но в общем эти лучи являются более проникающими, чем гамма-лучи, излучаемые радиоактивными элементами. Значительное воздействие на нейтронные гамма-разрезы могут оказать гамма-лучи, выделяемые радием, имеющимся в приборе; на эти разрезы также немного влияют гамма-лучи, выделяемые радиоактивными элементами в породах. Однако наиболее существенные и ценные особенности нейтронного гамма-разреза зависят исключительно от измерений гамма-лучей захвата. Другие виды гамма-лучей являются нежелательными, так как они только затрудняют интерпретацию.

Нейтрон-нейтронные разрезы составляются путем непосредственного измерения концентрации медленных нейтронов. Следовательно, они не подвергаются воздействию гамма-лучей прибора и радиоактивных веществ пород. Благодаря этому при нейтрон-нейтронном методе ошибки в интерпретации, обусловленные изменениями диаметра скважины, исключаются или значительно уменьшаются.

Аппаратура для нейтронного каротта́жа

Прибор, применяемый при нейтронном каротта́же, изображен на рис. 20-5. *A* — смесь бериллия и радиоактивного элемента, излучающего альфа-лучи. Она служит для получения нейтронов и известна как «источник»; *B* — щит из тяжелого металла, такого как свинец, предназначенный для защиты ионизационной камеры от гамма-лучей, выходящих из источника; *C* — ионизационная камера, в которой измеряются гамма-лучи захвата или нейтроны; *D* — месторасположение батарей, и *E* — стальной канат.

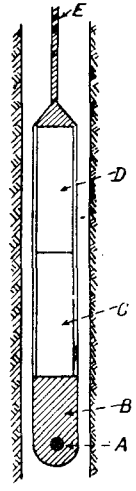


Рис. 20-5. Схема прибора, применяемого для нейтронного каротта́жа скважин.

Нейтроны из источника захватываются и излучают гамма-лучи захвата не только в породах, но и в материалах, находящихся в скважине и в самом приборе. Но гамма-лучи захвата, образующиеся в приборе и в материалах, находящихся в скважине, являются постоянными, а гамма-лучи захвата, излучаемые породами, изменяются в зависимости от литологии.

С 1941 г. до конца 1949 г. составлялись только нейтронные гамма-разрезы. В начале указанного периода щит изготовлялся из свинца, а источником нейтронов являлась обычно смесь из радия и бериллия. Гамма-лучи, распространяющиеся прямо из источника, давали при регистрации повышения ионизации там, где диаметр скважины был больше. После того, как выяснилось, что эти гамма-лучи отрицательно влияют на диаграмму, были предприняты попытки избавиться от них. Нейтрализация нежелательных гамма-лучей может быть осуществлена применением щитов улучшенной формы, использованием металлов тяжелее свинца и употреблением вместо радия элемента, испускающего слабые гамма-лучи. В результате этих усовершенствований нейтронные гамма-разрезы составляются в настоящее время без отрицательного влияния со стороны нежелательных гамма-лучей из источника. Тем не менее, нужно знать, каким образом эти нежелательные гамма-лучи влияют на интерпретацию, так как все еще приходится пользоваться огромным числом разрезов старого типа.

Прибор для нейтрон-нейтронного каротта́жа существенно отличается от ионизационной камеры, используемой при составлении нейтронных гамма-разрезов. Факт измерения тепловых нейтронов вместо гамма-лучей захвата указывает на фундаментальное отличие этого метода. Никаких описаний аппарата, применяемого при составлении нейтрон-нейтронных разрезов, опубликовано не было.

Изменение в расстоянии между источником и ближайшим концом ионизационной камеры, или счетчика оказывает большое влияние на характер и интерпретацию разрезов. Никаких положений относительно этого расстояния в литературе высказано не было, но можно думать, что оно должно быть в пределах от 1 до 2 футов (между 0,3 и 0,6 *м*).*

Влияние различных факторов на нейтронные разрезы

На нейтронные разрезы влияют изменения в концентрации элементов в породах, вещества, находящиеся в скважине, а также изменения диаметра последней. Влияние изменений диаметра скважины и веществ, находящихся в ней, рассматривается в отдельном параграфе ниже. Кроме гамма-лучей, идущих непосредственно из источника, на нейтронные разрезы влияют изменения концентрации элементов, находящихся поблизости от прибора. При этом на разрезы влияют только лишь концентрации этих элементов вне зависимости от характера их химического соединения. Фактически, на разрезы оказывает воздействие количество атомов, имеющихся в единице объема, а не процент концентрации. До настоящего времени удалось точно установить воздействие только одного элемента — водорода. Другие элементы очевидно также влияют на характер разреза [диаграмм], но для выяснения этого необходимы дальнейшие исследования. До тех пор, пока не будут получены данные о влиянии других элементов, рекомендуется интерпретировать нейтронные разрезы исходя из представления, что они отражают изменение содержания лишь одного водорода.

Общее правило для интерпретации следующее: чем больше количество атомов водорода на единицу объема, тем ниже концентрация медленных нейтронов в аппарате и в окружающих его материалах. С уменьшением концентрации медленных нейтронов кривая на каротта́жной диаграмме сдвигается влево. Но величина сдвига влево не является прямо пропорциональной концентрации медленных нейтронов на единицу объема, а уменьшается с повышением концентрации. Другими словами, при изменении в концентрации водорода от 1 до 5% сдвиг кривой будет большим, нежели при изменении концентрации от 21 до 25%.

---

* В советской литературе принято называть это расстояние величиной нейтронного зонда. Исследованием советских геофизиков установлена зависимость характера кривых от типа и размеров нейтронного зонда. Подробнее об этом см. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, М., 1955. стр. 316—322. *Ред.*

Количество водородных атомов в единице объема пропорционально концентрации водорода в процентах по весу, умноженной на удельный вес вещества. Таким образом, природный газ вследствие низкой плотности при низких давлениях незначительно влияет на разрезы, несмотря на высокое процентное содержание в нем водорода.

Влияние изменений в концентрации водорода на разрезах устанавливается посредством определения расстояния, в пределах которого происходит замедление быстрых нейтронов. При большом количестве водорода нейтроны замедляют свое движение относительно близко к расположению источника. Следовательно, поблизости от источника концентрация медленных нейтронов выше, а дальше от источника ниже. Там, где концентрация водорода является низкой, нейтроны замедляются дальше от источника, и поэтому вблизи источника концентрация медленных нейтронов меньше, а дальше от источника концентрация медленных нейтронов больше. Таким образом, на расстоянии от источника существует зона, в которой концентрация медленных нейтронов уменьшается с повышением содержания водорода. При нейтронном каротаже прибор, определяющий содержание медленных нейтронов, помещается внутри этой зоны. Соответственно с увеличением концентрации водорода ионизация уменьшается и кривая смещается влево.

Интерпретация нейтронных разрезов

Литологическая интерпретация. Интерпретация нейтронных разрезов, как правило, ведется в комплексе одновременно с интерпретацией радиоактивных разрезов. Табл. 20-2 подытоживает методы интерпретации.

Отражение различных типов пород на нейтронных разрезах зависит от процентного содержания в них водорода; за исключением нефтяных и газовых коллекторов, водород, как правило, содержится в породах в составе воды. * Вода частично заполняет поровое пространство, а частично входит в состав минералов пород. В чистых, свободных от глинистых частиц, песчаниках, известняках и доломитах процентное содержание связанной воды, вероятно, невелико; значительно бóльшая часть воды находится в поровом пространстве. Наоборот, в глинах, бентонитах и вулканическом пепле бóльшая часть воды химически связана в породе.

На нейтронных разрезах записывается влияние гамма-лучей, поступающих из источника и от радиоактивных элементов в породах; на нейтрон-нейтронные разрезы эти лучи не влияют. Ни-

* А также в гидроксильных группах (глауконит, монтмориллонит, гидрослюды и др.). *Ред.*

Таблица 20-2

Литологическая интерпретация радиоактивных и нейтронных гамма-разрезов

Ионизация		Интерпретация
На радиоактивном разрезе	На нейтронном разрезе	
Низкая	Низкая	Вероятно, очень пористый песок
„	Средняя	Вероятно, пористый песчаник, известняк или доломит
„	Высокая	Непористый известняк, песчаник, доломит, кремнистая порода или ангидрит
„	Очень высокая	Вероятно, ангидрит
Средняя	Средняя	Вероятно, глинистый песчаник, известняк или доломит
„	Высокая	Вероятно, расширенная зона буровой скважины
Высокая	Низкая	Глинистый сланец или глина
„	Средняя	Возможно, расширенная часть скважины в глинистом участке разреза
„	Высокая	Вероятно, расширенная часть скважины в глинистой породе или бентоните

какой другой разницы в интерпретации этих двух видов разрезов не обнаружено. Поэтому на нейтрон-нейтронные разрезы в гораздо меньшей степени влияет изменение диаметра скважины, нежели на нейтронные гамма-разрезы с использованием радия в качестве источника. Табл. 20-2 была составлена для интерпретации нейтронных гамма-разрезов, полученных с использованием радия-бериллия в качестве источника. Однако ее можно было бы применить и к нейтрон-нейтронным разрезам, полученным при применении источника, свободного от гамма-лучей, с устранением влияния изменения диаметра скважины.

Для интерпретации редко употребляются одни лишь нейтронные разрезы; обычно они объединяются с радиоактивными разрезами. Нейтронные гамма-разрезы снимаются отдельно от радиоактивных разрезов в процессе самостоятельного рейса прибора. При вычерчивании оба разреза наносятся друг возле друга. Однако нейтрон-нейтронные разрезы могут сниматься при одной операции одновременно со съемкой других разрезов.

Определение пористости. Исключительно важной особенностью нейтронных разрезов является возможность использования их для определения пористости известняков, доломитов, песчаников и кремнистых пород. Нейтронные разрезы полезны, главным образом, при определении пористости известняков и доломитов, осо-

бенно потому, что с помощью электрических разрезов это можно делать менее надежно, чем для песчаных пород. Определение пористости по нейтронным разрезам особенно ценно на площадях, где над известняковыми и доломитовыми коллекторами залегает соль, как это, например, имеет место в Западном Техасе и западной части Канзаса; в этих районах вследствие солоноватого характера бурового раствора качество электрических разрезов довольно низкое.

Основой определения пористости является относительное положение нейтронной кривой в зонах, где радиоактивный разрез обнаруживает низкую ионизацию. Породы низкой радиоактивности обычно являются потенциальными коллекторами, а зоны хорошей пористости в этих породах, как правило, обладают способностью продуцировать нефть и газ. Породы, характеризующиеся низкой радиоактивностью, обычно свободны от глинистых частиц, и на нейтронных разрезах участков развития таких пород степень ионизации обратно пропорциональна пористости. Непористые породы обычно обнаруживают высокую ионизацию, и эта степень ионизации при определении пористости других пород может служить эталоном для сравнения. Она может быть принята как показатель нулевой или близкой к ней пористости. Ионизация на нейтронном разрезе против глин может быть взята как другой показатель и относительная пористость разных пород может быть определена по величине ионизации между этими точками.

Количественная связь между степенью ионизации и пористостью рассматривается в работе Р. Буша (R. E. Bush) и Е. С. Мардока (E. S. Mardock) (49), и две диаграммы из этой работы воспроизведены на рис. 20-6 и 20-7. На рис. 20-6 приведено сопоставление фактических данных по определению пористости кернов с данными нейтронного кароттажа для известняка Смаковер (Smackover), а рис. 20-7 показывает связь между степенью ионизации и пористостью для глин и плотных известняков. Ясно, что когда пористость является высокой, изменения в ионизации, обусловленные колебаниями в величине пористости, имеют гораздо меньшую амплитуду, чем при низкой пористости. Например, значительно меньшие колебания в ионизации происходят при изменении пористости в пределах от 25 до 30%, чем при изменении пористости от 0 до 5%. Из рис. 20-6 и 20-7 явствует, что, хотя между определяемыми и измеряемыми величинами пористости существует весьма удовлетворительное соответствие, все же наблюдается значительное рассеивание точек. Этого и следует ожидать, так как другие факторы, помимо пористости, влияют на данные нейтронного кароттажа. Более того, даже там, где результаты анализов кернов на пористость не совпадают с определениями пористости, произведенными по кривой

нейтронного кароттажа, не всегда можно считать, что первые более близки к действительности.

Пористость некоторых известняков и доломитов столь непостоянна, что может быть значительное расхождение между пористостью отдельных кусочков керна и пористостью всей породы, слагающей стенки скважины на той же глубине. Отсюда можно ожидать некоторые расхождения, даже если извлечение кернов будет полным. Так как на кривую нейтронного кароттажа ока-

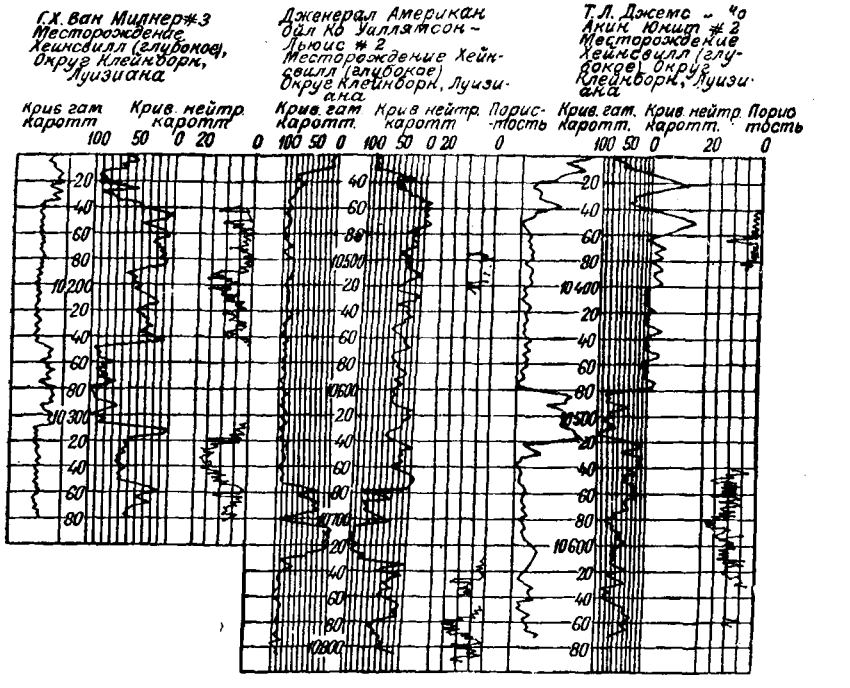


Рис. 20-6. Нейтронные разрезы и пористость известняков Смаковер, Луизиана. (По Bush и Mardock. A. A. Min. Met. Eng.).*

зывает влияние породы, имеющая, очевидно, в 10 раз больший объем, чем керн диаметром в 3 дюйма (75 *мм*), то при определении пористости по нейтронным разрезам можно получить данные, более близкие к истинной средней пористости.

Необходимо ясно представить себе, что более или менее точные определения пористости возможны только там, где радиоактивный разрез указывает на отсутствие в породах примеси глинистых частиц; пока еще не разработан метод, указывающий на

* American Association of Mining and Metallurgial Engineers. *Перев.*

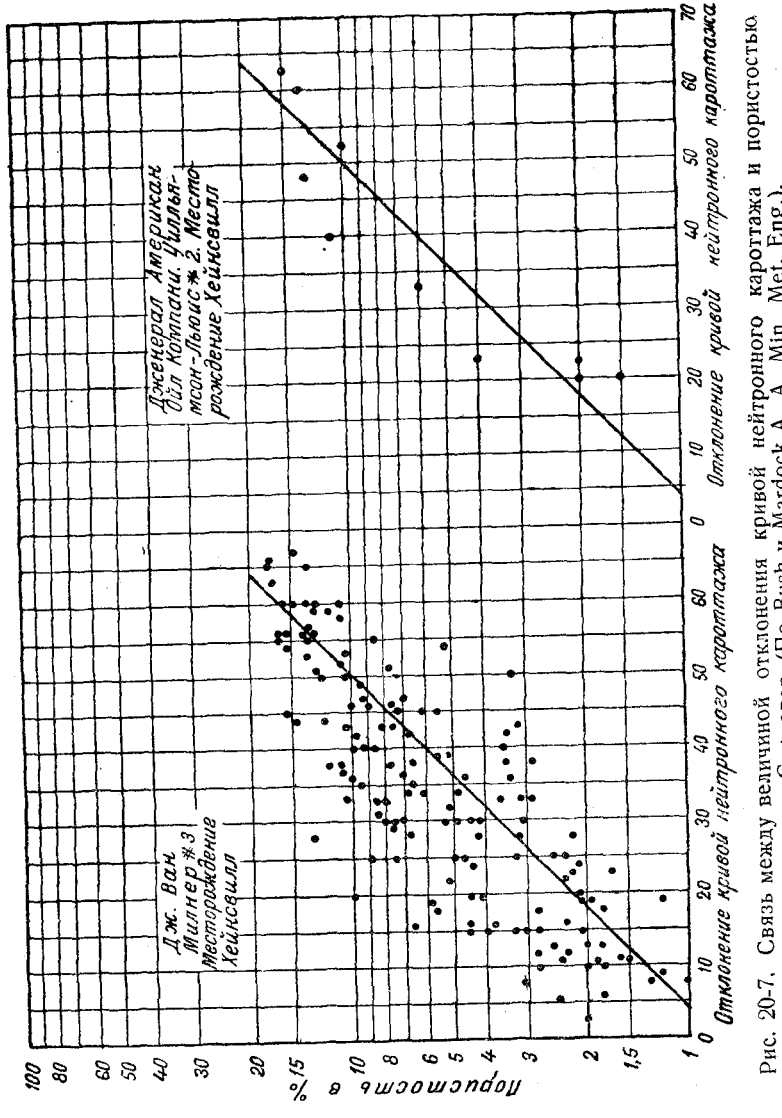


Рис. 20-7. Связь между величиной отклонения кривой нейтронного каротажа и пористостью известняка Смаковер. (По Bush и Mardock A. A. Min. Met. Eng.).

возможное влияние глинистых частиц. Там, где на радиоактивном разрезе отмечаются глинистые зоны, снижение ионизации частично обусловлено присутствием глинистых пород. В случае чередования глинистых пород с плотными непористыми известняками радиоактивный и нейтронный разрезы являются зеркальным отражением друг друга, но в пористых зонах эта зеркальная симметрия исчезает. Важно то, что данные о глубинах на радиоактивных и нейтронных разрезах хорошо совпадают. Расхождения всего лишь в несколько футов между глубинами, отмечаемыми на обоих разрезах, лежат в пределах точности определений мощности пористых зон.

Повторные диаграммы, изображенные на рис. 20-2, указывают, каким образом статистические колебания, появляющиеся на кривых нейтронных разрезов, влияют на определения пористости. Вследствие случайных ошибок точность относительно действительной степени ионизации оказывается равной около 0,2 ширины квадрата, в то время как общий сдвиг кривой от глинистых пород к плотным известнякам, по-видимому, в 1,8 раза превышает ширину квадратов. Таким образом, точность составляет около 10% амплитуды общего сдвига кривой от непористых известняков к глинистым породам. Согласно данным, приводимым Бушем и Мардоком (49), 10% общего смещения кривой от глинистых пород к непористым известнякам на нейтронной кривой эквивалентно приблизительно 5% порового пространства там, где пористость составляет около 10% и приблизительно 10% порового пространства там, где пористость составляет около 20%. Таким образом, значительная часть неравномерного рассеивания, изображенного на рис. 20-7, вероятно, является следствием статистических колебаний.

Влияние диаметра скважины. Изменения диаметра скважины могут вызвать изменения кривой нейтронного гамма-разреза в том случае, если источник нейтронов содержит радий. Это явление зависит также от типа применяемого щита. Подобные изменения в ионизации следует рассматривать как погрешности, так как они снижают точность интерпретации относительно пористости и литологического состава. Гамма-лучи, образовавшиеся в источнике, поглощаются в гораздо больших количествах при прохождении через относительно плотный свинцовый щит и породу, чем при прохождении через пространство между щитом и породой. Соответственно, они стремятся пройти к ионизационной камере именно через это пространство, и чем оно шире, тем большее количество гамма-лучей пройдет и вызовет повышение ионизации. Следовательно, должно быть значительное увеличение ионизации в местах расширения скважины, там, где это пространство является наиболее широким. К сожалению, расширение диаметра скважины большей частью происходит в глинистых породах, бентонитах и соли, для которых определение пористости не представляет интереса.* В известняках и доломитах изменение в диаметре скважины, вероятно, невелико. Разумеется, этих

* Увеличение диаметров скважины наблюдается и в зонах залегания рыхлых песчаных пород. Кроме того, в зонах развития плотных, но трещиноватых пород иногда образуются большие каверны. Последние, вследствие процессов растворения, обычно развиты в известняках и доломитах. *Ред.*

ошибок можно избежать, если пользоваться для нейтронного гамма-каротажа источником, свободным от гамма-лучей, а также щитами особой конструкции.

Влияние веществ, находящихся в скважине. Хотя ни одно из веществ, находящихся обычно в нефтяных и газовых скважинах, не мешает получению хороших разрезов, все же эти вещества оказывают заметное влияние на разрезы, и об этом влиянии необходимо знать, чтобы уметь отличать его от влияния, связанного с изменением литологии. Обсадная колонна может вызвать заметное снижение ионизации при нейтронном гамма-каротаже, очевидно потому, что она защищает ионизационную камеру от гамма-лучей, поступающих прямо из источника. В части скважины, свободной от жидкости, наблюдается заметный сдвиг кривой вправо по сравнению с частью, заполненной нефтью или водой; гораздо меньший сдвиг вправо имеет кривая в зоне нахождения нефтяного столба, по сравнению с водяным. Обсадная колонна оказывает незначительное влияние на нейтрон-нейтронные или нейтронные гамма-разрезы, составленные методами, которые исключают влияние гамма-лучей, поступающих прямо из источника.

О возможности определения характера флюидов, содержащихся в коллекторах. Обычно ни нейтронный, ни радиоактивный разрез не указывают на характер флюидов, содержащихся в пористых зонах. Это происходит отчасти из-за обводнения проницаемых пород водой из глинистого раствора, а отчасти — вследствие одинакового влияния на разрезы различных флюидов, содержащихся в коллекторах. Гидростатическое давление глинистого раствора в скважинах вращательного бурения обычно значительно выше пластового. В результате этого глинистый раствор стремится обводнить коллекторы, но интенсивному обводнению препятствует глинистая корка, покрывающая на стенках скважины поверхность проницаемых пластов. Вода медленно фильтруется через эту корку и обводняет проницаемые пласты на расстояния от нескольких сантиметров до нескольких метров от стенок скважины.

Обычно ширина этой обводненной зоны больше, сравнительно с эффективной глубиной проникновения радиоактивных и нейтронных лучей. В связи с этим в порах пород тех участков, которые отражаются на радиоактивных и нейтронных разрезах, обычно имеется вода, независимо от того, какой флюид первоначально в них содержался. Более того, даже если первоначальный флюид не был вытеснен, нефть и вода, как правило, не различаются на радиоактивных разрезах и очень трудно различимы или совсем не различимы на нейтронных разрезах. Объясняется это тем, что содержание атомов водорода на единицу объема приблизительно одинаково для нефти и воды.

При незначительном проникновении воды из раствора, ионизация против газоносных зон, отражаемая на нейтронных разрезах, выше, чем ионизация против нефтеносных или водоносных участков. Таким образом, если прослеживать снизу вверх, то в местах контактов газ-нефть и газ-вода наблюдается сдвиг кривой вправо. К сожалению, этот сдвиг, вероятно, будет трудно отличать от сдвигов, вызванных изменениями в пористости, в тех случаях, когда нет других данных, указывающих на эти изменения. Тем не менее по всему комплексу разрезов: радиоактивных, электрических, керновых и составленных по образцам и шламу, можно получить необходимые сведения относительно литологии вскрытых скважиной пород. Более того, полуколичественные методы Буша и Мардока иногда бывают полезны для выявления подошвы газоносных зон.

Применение радиоактивных и нейтронных разрезов скважин

Нейтронные разрезы можно использовать для выяснения пористости, главным образом, известняков и доломитов, с целью определения интервалов перфорации для получения наилучших результатов при опробовании. Конечно, на нейтронных разрезах отмечается только пористость, но обычно в известняках и доломитах зоны, имеющие хорошую пористость, обладают достаточной проницаемостью для продуцирования нефти или газа. Соответствие между пористыми зонами, отмечающимися на нейтронных разрезах, и проницаемыми зонами, изображенными на диаграмме микрокаротажа, демонстрируется на рис. 19-7. Несмотря на то, что имеются некоторые расхождения, соответствие, в основном, можно считать весьма удовлетворительным. Нейтронные разрезы также используются для установления положения границ между свитами, определения характера слагающих их пород, измерения глубин спуска труб и для корреляции. *

Будущие исследования

Из всего сказанного вытекает, что интерпретация нейтронных разрезов является очень сложной. На интерпретацию влияет так много факторов, что нужна обширная программа исследований для установления степени влияния каждого из них. На характер разрезов влияет не только литология, пористость и содержащиеся в породах элементы, но также и геометрия той системы, по кото-

* Большие возможности для решения многих вопросов, связанных с проводкой скважин, выяснения свойств коллекторов и т. д. открываются при применении радиоактивных изотопов. Подробнее об этом см. С. Ф. Выборных, Применение радиоактивных изотопов в добыче нефти и бурении скважин. Гостоптехиздат, М., 1957. *Ред.*

рой составляются данные кривые. Диаметр скважины, расстояние между прибором и стенками скважины, наличие или отсутствие обсадной колонны и жидкости в скважине, расстояние между источником и ионизационной камерой, диаметр щита — все это оказывает влияние на результаты. Очень желательно изучить характер влияния каждого из этих факторов, а также выяснить, влияют ли на разрезы другие элементы, помимо водорода, и если это так, то в чем проявляется их влияние и как отличить его от результатов влияния водорода. Кроме того необходимо решить многие технические вопросы, в частности, добиться уменьшения статистических ошибок. По-видимому, многие из этих вопросов могут быть разрешены лучше всего в искусственной скважине, в которой можно менять условия наблюдений.

Глава 21

КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Значение корреляции

Корреляция разрезов скважин и проведение исследований, связанных с определением продуктивности вскрытых ими отложений, являются теми двумя видами деятельности, которые отнимают у геологов-нефтяников наибольшую часть времени. Конечной целью составления разрезов скважин и изучения литологии, ископаемых организмов, нерастворимого остатка, тяжелых минералов и т. п. является, главным образом, получение данных для обеспечения надежной корреляции. Кратко о способах корреляции упоминалось ранее в связи с описанием методов составления различных разрезов скважин, однако, ввиду важности вопроса целесообразно будет обобщить в данной главе все сведения, касающиеся корреляции.

Методы корреляции

Особенности толщ, используемые при корреляции. Существующие методы корреляции примерно можно разделить на три типа. Один метод использует некоторые характерные особенности свит, другой — литологическую последовательность пород, а третий — кривые, получаемые методами автоматического каротажа. К характерным особенностям свит пород можно отнести содержащиеся в них руководящие органические остатки, конкреции и другие текстурные признаки, окраску и комбинацию цветов, характер зерен или кристаллов, нерастворимый остаток, тяжелые минералы или просто некоторые обычные свойства, присущие только данной свите. Из этих особенностей, могущих характеризовать отдельные свиты пород, лучше всего изучены, несомненно, ископаемые органические остатки. Там, где определенные органические остатки являются достаточным диагностическим признаком, простое присутствие руководящей формы может служить целям идентификации горизонта и корреляции его с другими горизонтами, содержащими те же формы.

Любая особенность может быть использована в целях идентификации того или иного горизонта, при условии, конечно, хорошей изученности стратиграфии, исключающей возможность

ошибки вследствие того, что эта же особенность характеризует также и другие горизонты. Если такие горизонты, обладающие сходными чертами, залегают значительно выше или ниже или отделяются друг от друга легко распознаваемыми породами, то эти особенности все же могут быть использованы для корреляции. Ясно, что использованию в целях корреляции отличительных признаков сопоставляемых свит должно предшествовать их широкое [литолого-] стратиграфическое исследование. До тех пор, пока не проведено тщательное изучение свит, как правило, неизвестно, какие из разнообразных особенностей слагающих свиту пород являются для нее специфическими. Как бы то ни было, но тот факт, что любая деталь, отраженная на литологических разрезах скважин, может оказаться специфической, лишний раз подтверждает необходимость очень тщательного изучения литологических разрезов. Несомненно, знания геологов о стратиграфическом разрезе и его литологической характеристике достаточны для того, чтобы суметь определить необходимую детальность литологических разрезов.

Литологическая последовательность. Для корреляции разрезов можно использовать любой тип литологической последовательности, не являющейся случайной. Простое залегание одних и тех же видов пород в одном и том же порядке в различных скважинах не всегда указывает на то, что они коррелируются, так как одна и та же последовательность может повторяться во время каждого погружения или в каждом стратиграфическом цикле. При сравнении стратиграфических колонок геолог должен выяснить, являются ли изображенные на коррелируемых разрезах изменения состава пород случайными или же они обусловлены повторением сходных седиментационных циклов.

Сравнивание кривых

Метод корреляции сравниванием кривых имеет определенные преимущества перед корреляцией литологических разрезов, составленных на основании изучения образцов. Так как используемые кривые вычерчиваются автоматически, то на них не влияет субъективное стремление операторов к выравниванию. Более того, большое число выступов изгибов и неправильностей в очертании кривых обусловливает наличие большого числа зон, которые могут быть использованы для контроля корреляции. В общем, гораздо чаще детальную корреляцию можно провести путем сопоставления кривых, чем сравниванием литологической последовательности. *

* В толщах, состоящих из закономерного чередования слоев (угленосных, флишевых, флишоидных и др.), возможна довольно детальная корреляция литологических разрезов. *Ред.*

В мощной зоне, которая на разрезах, составленных по образцам, отмечается как однородная зона развития песчанистых глин, кароттажные кривые, вычерченные автоматическими методами, могут характеризоваться целым рядом небольших выступов или изгибов, облегчающих сопоставление по ним разрезов различных скважин.

Вследствие того, что в литологических разрезах отмечаются найденные ископаемые, органические остатки, изменения в форме и размерах кристаллов и зерен, состав тяжелых минералов, цвет и другие свойства пород, которые не могут быть зарегистрированы никакими автоматическими методами, эти разрезы имеют большое преимущество в тех случаях, когда указанные особенности имеют важное значение для корреляции. В общем, кривые создают лучшую возможность корреляции на малых площадях, а литологические разрезы — на больших расстояниях, главным образом, потому, что сопоставление удаленных на большие расстояния разрезов производится в основном по палеонтологическим данным.

Кривыми, или диаграммами, используемыми для корреляции, являются обычно электрические, радиоактивные или нейтронные разрезы скважин. Нейтронный разрез мало используется в целях корреляции; он составляется вместе с радиоактивным разрезом, и последний является основным при проведении корреляции. Нейтронный разрез особенно чувствителен к изменениям пористости; резкие изменения пористости, особенно характерные для известняков и доломитов, вследствие своего непостоянства менее пригодны для корреляции, чем изменения литологического состава пород. Большей частью изменения на электрических и радиоактивных разрезах определяются сменой типов пород. Поэтому разрезы поддаются корреляции на тех расстояниях, на которых литология является постоянной. Тем не менее, если имеется значительное число разрезов, разбросанных на больших расстояниях, то, прослеживая по ним постепенные переходы в характере и в облике новых свит, можно корреляционные признаки [шаг за шагом] перенести в районы с совершенно новой литологией.

Как правило, нет больших расхождений в точности сопоставлений, проводимых по электрическим и радиоактивным разрезам. Однако нередко, но не всегда, мощные глинистые толщи лучше коррелируются по кривым радиоактивного кароттажа, чем по электрокароттажным диаграммам. Объясняется это тем, что для глинистых толщ кривые электрокароттажа нередко однообразны, невыразительны, а на кривых радиоактивного кароттажа эти же участки могут быть или такими же невыразительными, или указывать на заметные изменения в радиоактивности, прослеживаемые от скважины к скважине. Подобный случай

приведен на рис. 20-1, на котором изображены два довольно мощных глинистых участка разреза глинистых свит Вудфорд и Сильвен (Sylvan). У подошвенной части глин Сильвен наблюдается выступ, указывающий на более высокую, по сравнению с верхней частью разреза, радиоактивность; в мощном разрезе глин Вудфорд обнаруживается ряд пик и депрессий радиоактивности, которые не прослеживаются на большие расстояния между скважинами, но, очевидно, будут коррелироваться на коротких дистанциях. В некоторых случаях колебания в радиоактивности глинистых пачек, отображаемые на кривых, соответствуют литологическим изменениям, показываемым на литологических разрезах. Разрезы же других мощных глинистых толщ не удается сопоставить на основании литологических данных, и корреляция возможна лишь по кривым радиоактивности.

Вследствие того, что масштаб электрических, радиоактивных и нейтронных разрезов скважин обычно равен 50 футам в дюйме или 100 футов в дюйме (1 : 600 или 1 : 1200), а длина исследуемых участков часто достигает 3000—5000 футов (от 900 до 1500 *м*), длина разрезов составляет 5—10 футов (1,5—3 *м*). Ясно, что изобразить в книге разрезы такой длины можно лишь в том случае, если взять очень короткие участки или сильно уменьшить масштаб. Требуется большой стол для того, чтобы при корреляции располагать на нем разрезы. Литература изобилует разрезами нефтяных месторождений, составленными на основе корреляции электрических или радиоактивных диаграмм, однако нельзя научиться проводить корреляцию путем изучения разрезов, в которых корреляция уже выполнена. Лучший способ научиться коррелировать разрезы данного типа состоит в том, чтобы получить разрезы какого-либо отдельного нефтяного месторождения от нефтяных компаний или от учреждений, занимающихся торговлей такими разрезами. Если бегло просматривать разрезы сверху вниз, до тех пор, пока на различных разрезах не обнаружатся расположенные друг против друга две наиболее крупных пики, то могут встретиться и другие пики, расположенные друг против друга, также в силу простой случайности. Необходимо выяснить, является ли совпадение в конфигурации двух кривых простой случайностью или же оно обусловлено какими-то причинами. Не всегда разрезы самых близких друг к другу скважин лучше всего коррелируются. Иногда разрез скважины значительно лучше коррелируется с разрезом удаленной от нее скважины, чем с разрезом скважины, находящейся вблизи. Примеры корреляции электрических и радиоактивных разрезов приведены на рис. 9-4, 17-5 и 20-1.

Было установлено, что на некоторых площадях корреляция значительно облегчается при составлении сводного или среднего разреза и использовании его в качестве стандарта для сопоставления.

Сводный разрез составляется путем копирования в карандаше разрезов группы скважин, расположенных друг от друга настолько близко, что их можно коррелировать. Затем через средние точки или вдоль линии, являющейся средней по отношению к линиям, проведенным карандашом, проводится чернилами линия для сводного разреза.

Факторы, помогающие корреляции

Большую помощь при корреляции разрезов оказывают общие геологические данные, которые можно получить о любом районе, где проводится корреляция. О пользе знаний по стратиграфии говорилось выше. Очень полезно также знание характера разведываемой структуры. На основании знаний о направлении и величине местного и регионального падения, а также данных относительно высотных отметок опорных горизонтов в пройденных ранее скважинах можно довольно точно предсказать глубины соответствующих горизонтов в новой скважине и значительно упростить корреляцию. В скважинах, расположенных внутри залежи, в подсасывающих * и смежных с ними скважинах или других, бурящихся очень близко друг от друга, иногда можно провести довольно точную корреляцию на основании лишь разрезов нефте- или газоносного горизонта. Точные сведения о направлении и величине общих изменений мощности между различными опорными горизонтами тоже оказывают значительную помощь при корреляции.

Цели корреляции

Главной целью корреляции многих скважин является картирование структуры. Весьма важно применение корреляции для опробования и эксплуатации различных нефте- и газоносных горизонтов. При решении вопроса о целесообразности опробования в данной скважине перспективных на нефть и газ горизонтов необходимы сведения об их относительной высоте залегания в этой скважине по сравнению с другими; эти же сведения важны для определения способов эксплуатации. Особенно тщательное наблюдение следует вести за свитами, которые уже где-либо в регионе дали нефть или газ, так как в этих свитах скорее всего могут быть обнаружены залежи нефти или газа.

---

* Довольно распространенным в условиях капиталистической системы способом получения нефти с соседних участков является проведение скважин у их границ. Такие скважины называются подсасывающими. *Ред.*

В том случае, когда залежь нефти не найдена, возникает вопрос о том, на какую глубину вести бурение. Так как чаще всего перед бурением ставится задача вскрытия определенной свиты, а не достижение определенной глубины, то при помощи корреляции решается вопрос о том, какой объект был вскрыт.

Корреляция применяется также при бурении мелких структурных скважин, известных под названием колонковых, так как раньше при проведении их проводился сплошной отбор керна. В случае слабых пород и условий легкой транспортировки станка стоимость бурения мелких скважин глубиной около 100 *м* часто поразительно низкая. Было установлено, что в некоторых случаях корреляция этих мелких скважин по электрическим и радиоактивным разрезам надежнее корреляции, проведенной по литологическим данным.

Выбор лучших методов корреляции

Выбор лучших методов проведения корреляции в данном случае связан с вопросами стоимости, доступности и времени. Благодаря тому, что разрез, составленный по образцам, почти всегда доступен и может быть получен при сверхминимальных затратах, рекомендуется использовать его везде, где это только возможно. Электрические разрезы немного дешевле радиоактивных и, следовательно, будут применяться в необсаженных скважинах, за исключением тех случаев, когда в силу особых условий лучше использовать радиоактивные разрезы. Как уже говорилось, разрезы мощных глинистых толщ лучше коррелируются по кривым радиоактивности, чем по электрокароттажным диаграммам. На очень малых глубинах также лучше использовать радиоактивные разрезы, так как на них не влияет присутствие в породах пресных или соленых вод. Наоборот, изменения в солености, подобные тем, которые бывают у поверхности, могут повлиять на конфигурацию электрических кривых и тем самым затруднить корреляцию.

Связь корреляции со стратиграфическими исследованиями

Корреляция разрезов, несомненно, имеет существенное значение для любых исследований в области стратиграфии, осадконакопления и связанных с ними проблем. Однако решение всех этих проблем вовсе не является единственной целью составления и изучения разрезов скважин и их корреляции. Разрезы могут также использоваться при палеогеографических исследованиях (изучение фаций), определении условий, способствующих образованию нефти и газа и формированию хороших коллекторов. Одной из целей корреляции является определение площади распространения коллекторов. Существует мнение, что эти исследования имеют большое будущее.

Глава 22

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОХИМИИ ПРИ РАЗВЕДКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Значение геохимии

Казалось бы, что термин «геохимия» применительно к поискам нефти и газа означает использование любого изменения состава веществ, слагающих Землю, с целью обнаружения залежей углеводородов. При таком широком понимании геохимических исследований к ним можно было бы относить использование анализов грунтовых вод и углей. Нефтяные геологи, однако, ограничивают объем термина «геохимия», подразумевая под геохимическим исследованием использование изменений в концентрации углеводородов и газов в породах; именно в таком значении этот термин и употребляется в данной главе. Определение содержания углеводородов в почвах является единственным возможным применением геохимии в поисках нефти и газа. За последние годы анализу почвенных углеводородов было посвящено много работ, и поэтому некоторые нефтяники, вероятно, считают, что геохимия и почвенный анализ являются синонимами.

Автор очень ограничивает содержание геохимии и недооценивает ее значение для нефтяной геологии. Советским и многим зарубежным геологам не свойственно такое узкое понимание задач, стоящих перед молодой наукой, и преуменьшение открывающихся перед нею перспектив. Выдающаяся роль в развитии геохимии принадлежит В. И. Вернадскому, впервые сформулировавшему основные принципы, цели и сущность геохимии как науки об истории атомов на нашей планете. Для развития науки о нефти большое значение имеет геохимия углерода и, особенно, биогеохимия, созданная В. И. Вернадским. Именно благодаря успехам в этих областях знания значительно прояснились условия образования нефти и газа и причины их изменения в земной коре

В настоящее время успешно развиваются различные геохимические методы поисков и разведки нефти и газов, прямые и косвенные. Большая часть их зародилась в нашей стране. В 1929 г. В. А. Соколовым был предложен метод «газовой съемки», в 1935 г. В. Э. Левенсоном — метод окислительно-восстановительного потенциала; в 1937 г. Г. А. Могилевским — микробиологический метод поисков залежей нефти и газа; в 1941 г. В. Н. Флоровской — люминесцентно-битуминологический метод; в 1951 г. В. А. Ковдой и П. С. Славиным — почвенно-солевые методы и т. д. Теоретическое обос-

нование некоторых методов, к сожалению, не было разработано с достаточной полнотой, и это во многом явилось причиной их переоценки и ряда неудач при использовании на практике.

В последние годы большое развитие получил газовый кароттаж, дающий очень хорошие результаты.

Описание геохимических методов поисков и разведки нефти и газа советский читатель найдет в книгах, список которых приложен в конце главы.

О прежних исследованиях

Об использовании геохимических методов при поисках нефти (если не считать исследований, посвященных содержанию углеводородов в почвах) написано очень мало. В 1923 г. Д. Джонс (G. W. Jones), У. П. Янт (W. P. Yant) и Е. П. Бикстон (E. P. Bixton) (177) опубликовали результаты исследований содержания газов в неглубоких и поверхностных водах. Было установлено, что метан и более тяжелые углеводороды содержатся в глубинных водах, сопутствующих залежам природного газа, но ни метана, ни других углеводородных газов не удалось обнаружить в водах поверхностных источников. Авторы пришли к выводу, что анализы газов подземных вод окажут ценную помощь геологам при разведке на нефть и газ.

Вопросы геохимии природного газа в Аппалачах рассматриваются в работе П. Прайса (P. H. Price) и А. Хедли (A. J. W. Headlee) (267) (268). По мере удаления от центральной части Аппалачского газо-нефтеносного района наблюдается неуклонное изменение в концентрации некоторых компонентов природного газа и в его теплотворной способности. Если бы такие же изменения были обнаружены в других нефте- и газоносных районах, то эти изменения могли бы явиться важными признаками, указывающими на общее распространение продуктивной площади. До тех пор, пока не будет проведено соответствующего изучения других нефтеносных областей, трудно установить, насколько эти изменения являются случайными и в какой мере они обусловлены другими факторами, не связанными с залеганием нефти и газа. Изменение в составе аппалачских газов связано с явлениями регионального порядка и должно, очевидно, считаться скорее региональным, нежели местным признаком присутствия нефти и газа.

Другая работа П. Прайса и А. Хедли (268) говорит о том, что газ в угольных пластах содержит этана и тяжелых углеводородов меньше, чем газ в продуктивных нефтяных пластах. На пути к поверхности газы из этих пластов-резервуаров должны во многих случаях пройти через угли или битуминозные сланцы, которые содержат газы иного состава. Последнее обстоятельство является серьезным аргументом против правомерности использования анализов углеводородов в почвах в качестве указания на нефте- и газопродуктивность недр. П. Прайс и А. Хедли также считают, что газы с небольших глубин (преимущественно не превышающих 60 *м*) содержат обычно углеводородов меньше, чем глубинные газы.

Анализы содержания углеводородов в почвах

Развитие метода. Исследования Лейбемейера (G. Leubemeyer) (200) в Германии и В. А. Соколова (326) в России положили начало использованию анализов почвенных углеводородов для определения местоположения в недрах нефтяных и газовых залежей. В. А. Соколов, измерив содержание метана в почвах, высказал предположение, что участки максимального содержания метана в почвах располагаются как раз над залежами нефти или газа. В США анализ почвенных газов довольно интенсивно проводился Е. Розэром (E. E. Rosaire) (287), Ю. Мак-Дермоттом (E. Mc Dermott) (224) и Л. Горвицем (L. Horvitz) (160). По их данным самые высокие концентрации углеводородов в почвах встречаются не над нефтяными или газовыми залежами, как предполагал В. А. Соколов, а над их краями в виде расплывчатого кольца. Большее внимание в США уделялось определению содержания тяжелых углеводородов или битума (waxes).

Вопрос о пользе анализов почвенных углеводородов является одним из самых спорных вопросов нефтяной геологии. Вообще, следует заметить, что интерес к почвенным анализам снизился, примерно, с 1940 г. Многие из тех, кто имел дело с результатами соответствующих полевых съемок, пришли к выводу, что эта методика, по крайней мере, применительно к отдельным районам, не принесла никакой пользы.

Об анализе почвы в округе Джонс (Jones County) в Техасе. Рис. 22-1 и 22-2 из работы У. Р. Рансома (W. R. Ransome) (273) иллюстрируют характер данных, полученных на основе почвенных анализов. Как бы то ни было, в этом случае данные являются более полными и убедительными, чем в большинстве других опубликованных работ. Приведенные на картах 22-1 и 22-2 площади больше, чем площади, охватываемые большинством других геохимических карт; указано, кроме того, местоположение исследованных районов. Не отмечено, однако, что измерялось и положено в основу этих карт. В. Р. Рансом полагает, что определявшийся в пробах компонент представляет собой видоизмененное вещество, образовавшееся при миграции кверху углеводородных газов.

Отличительными признаками этих карт являются кольцеобразность ореолов или несоответственно большие площади, частично окружающие нефтяные месторождения. Принято счи-

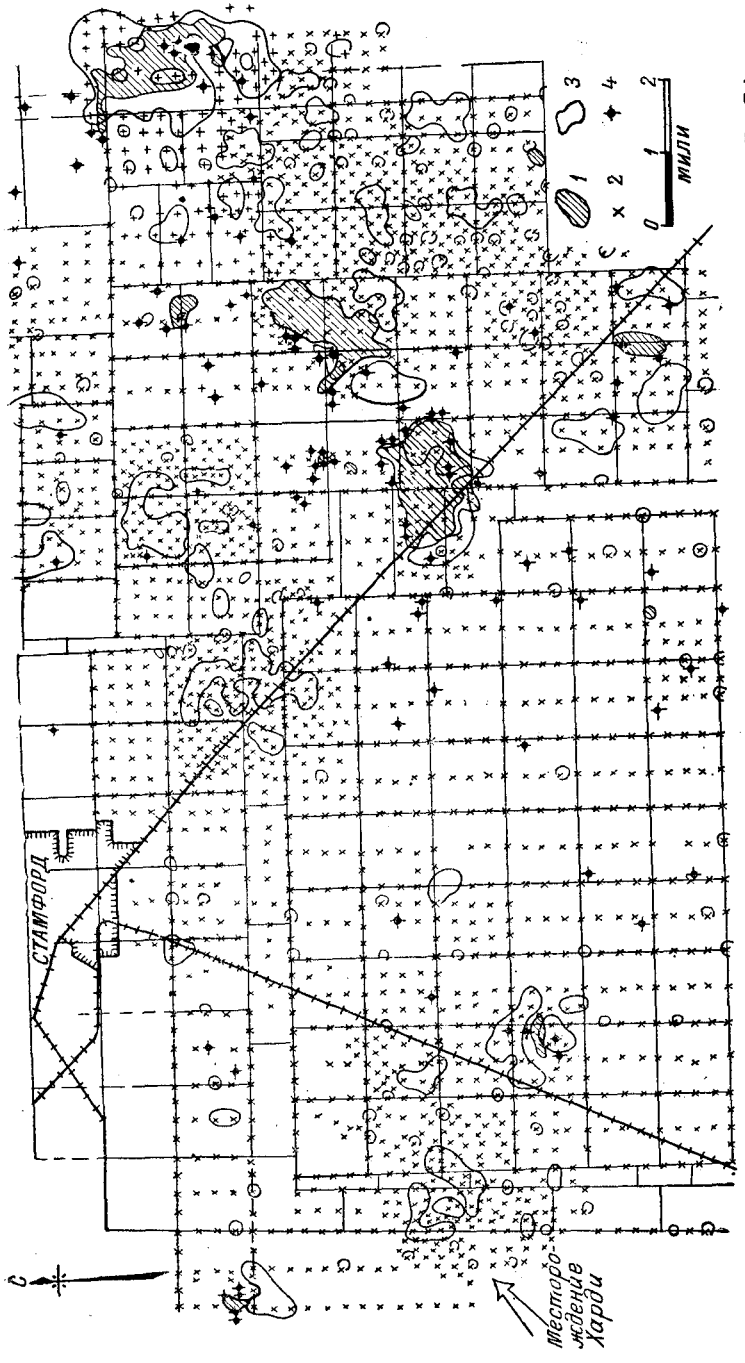


Рис. 22-1. Геохимическая съемка части северо-восточного округа Джонс, Техас. (По Ransome, S. E. G.).
1 — продуктивные площади; *2* — пункты отбора проб для анализов; *3* — изолинии через 50 единиц; *4* — сухие скважины.

тать, что месторождение Харди (Hardy) частично оконтуривается на карте данными почвенных анализов. Антиклинальный нос, к которому приурочена залежь, был закартирован сейсмическим методом, но местоположение скважины-первооткрывательницы на этом носу было выбрано на основании результатов почвенных анализов. Обе приведенные карты (22-1 и 22-2), по-видимому, подтверждают ценность почвенных анализов как одного из способов определения местоположения нефтяных и газовых месторождений. Если это в общем и верно, то только в отношении опубликованных карт и работ, которые приходится принимать без возможности критической их проверки.

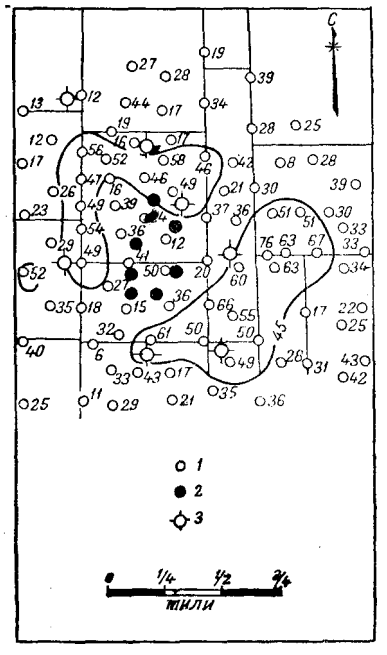


Рис. 22-2. Геохимическая карта месторождения Харди, Округ Джонс, Техас. Это месторождение показано также в левой части рис. 22-1. (По Ransome, S. E. G.).
1 — пункты отбора проб для анализов; *2* — продуктивные скважины; *3* — сухие скважины.

О стоимости почвенных анализов. Стоимость углеводородного анализа почвы может быть сравнима со стоимостью гравиметрической съемки. Разумеется, стоимость на каждую квадратную милю (2,6 *км*^{2}) зависит, главным образом, от вида анализов и особенно от того, на каком расстоянии друг от друга размещены пункты отбора проб. При стоимости каждого почвенного анализа в 10 долларов, стоимость съемки площади, изображенной на рис. 20-1 (150 кв. миль) (388,5 *км*^{2}) будет составлять около 20 000 долларов.

Особенности и значение почвенного анализа. *Происхождение углеводородов.* Практически все опубликованные в США отчеты о почвенных анализах составлены лицами, коммерчески заинтересованными в успешной деятельности компаний, производящих почвенные анализы; следовательно, в этих отчетах, вероятно, оттенены наиболее благоприятные стороны метода. Рассмотрение литературы по данному вопросу поэтому подобно выслушиванию в дискуссии лишь одной стороны. Те же немногие данные, которые приводятся беспристрастными наблюдателями, являются гораздо менее благоприятными для рассматриваемого метода.

Миграция из нефтяных и газовых залежей является лишь одним из возможных источников углеводородов в почве. Другими источниками являются процессы ферментации органического вещества бактериями, гниение растительного материла и выделения при выветривании пород, нередко содержащих незначительное количество углеводородов. Измерения показали, что концентрация углеводородов составляет обычно от 10^{-7} до $2 \times 10^{-5}\%$, т. е. величины настолько малые, что процессы, в результате которых образуются углеводороды, проследить обычным путем невозможно. Ю. Мак-Дермотт (223) отмечает, что углеводородные газы были обнаружены в почвах района Ланоу-Бэрнет (Llano-Burnett) в Техасе и в районе Сиеррас (Sierras) в Калифорнии, где развиты глубинные породы — изверженные или метаморфические — и где невозможны подземные скопления нефти и газа. Это, несомненно, наводит на мысль, что углеводороды образовались в почве и не имеют никакого отношения к нефтяным или газовым залежам. Невозможно допустить, что находимые в почвах в настоящее время тяжелые углеводороды и битумы мигрировали из нефтяных и газовых коллекторов. Поэтому защитникам метода почвенных анализов приходится говорить, что эти продукты образовались из метана или, вероятно, из этана. Не исключена возможность, что тяжелые углеводороды образовались из метана и этана или при каталитическом воздействии глинистого сланца или глины, или под воздействием альфа-частиц, излучаемых радиоактивными веществами, или в результате воздействия света на дневной поверхности. В последнем случае образующиеся продукты должны вместе с дождевой водой проникать в почву.

Другими факторами, которые обычно не принимаются во внимание, когда речь идет о почвенных анализах, но которые, вероятно, могут оказывать существенное влияние, являются следующие: характер почв, свойства покрываемых ими пород, метеорные осадки и ветер, рельеф местности и циркуляция подземных вод. Медленно опускаясь (допустим, что это имеет место), углеводороды будут, очевидно, уноситься грунтовой водой и будут выходить там, где грунтовая вода подходит к поверхности.

Причина аномалий. Можно думать, что в почвах остаются ничтожные содержания метана и следы других углеводородов и что эти исключительно низкие концентрации в разных местах различны. Удивительной является связь этих изменений с нефтяными и газовыми месторождениями. Можно было бы оспаривать реальность этой связи и доказывать, что она обусловлена усовершенствованием методов геохимической съемки, психологическими моментами или же приемами представления результатов. Вследствие того, что очень многое из методики проведения почвенных анализов засекречивается, а значительная часть необходимых сведений скрывается и не публикуется, то не представляется возможным проверить результаты применения методов, как это практикуется обычно при геофизических исследованиях.

Если действительно повышенные содержания углеводородных газов располагаются вокруг нефтяных залежей, то весьма важно выяснить причины этой связи. Они рассматриваются в литературе, однако, как нам кажется, до сих пор не было выдвинуто ни одного сколько-нибудь удовлетворительного объяснения. По-видимому, нет оснований для допущения возможности образования трещин по периферии нефтяных залежей, по которым газы могли бы подниматься к дневной поверхности. Особенно это касается залежей в стратиграфических ловушках, в районах которых отсутствуют сбросы. Если допустить, что миграция углеводородов происходит путем диффузии в растворенном состоянии, то тогда миграция могла бы иметь место и там, где нет трещин. В таком случае, однако, возникает необходимость объяснить наличие повышенных концентраций газа по краям залежи тем, что поры в пластах, непосредственно ее покрывающих, закупорены углеводородами [твердыми] или же цементом, выпавшим из раствора. В любом случае должно бы было иметь место исключительно большое снижение проницаемости покрывающих пластов, однако имеющиеся на этот счет данные говорят о том, что такого уменьшения проницаемости пород над залежами не существует.

Другие геохимические методы

Может создаться впечатление, что использование анализов почвенных углеводородов представляет собой единственно возможное практическое применение геохимии при поисках нефти. Дело, однако, обстоит далеко не так. Другие методы, использующие наличие углеводородов и других газов в недрах, могут оказаться более перспективными. Действительно, чем с большей глубины берутся пробы для анализов, тем более эффективными будут результаты. К сожалению, с увеличением глубины отбора проб возрастает также и стоимость работ, особенно если для получения образцов необходимо бурение специальных скважин. Даже в том случае, если эти образцы достаются из скважин, заданных в других целях и бурящихся вращательным методом, стоимость работ будет весьма значительной.

Коротко упомянем о некоторых возможных случаях применения геохимии. Давно признано, что изучение газов естественных выходов или газов, обнаруженных в неглубоких скважинах, является одним из возможных методов разведки углеводородов. Принято считать, что если газы состоят исключительно из метана, то это является в отношении присутствия нефти неблагоприятным признаком. Если метан сопровождается большими ко-

личествами углекислого газа, то очевидно, что такие газы образовались в результате разложения органического вещества вблизи поверхности и не имеют никакого отношения к глубинным залежам нефти или газа. Если газы с малых глубин состоят из чистого метана при отсутствии или с незначительным содержанием тяжелых углеводородов, то это также будет неблагоприятным признаком в отношении нефти и может указывать, что региональное изменение [катагенез] является довольно высоким. Подобные выводы можно делать, не принимая во внимание возможность присутствия газов из угольных пластов и битуминозных сланцев, содержащих, по-видимому, углеводороды в меньших количествах, нежели проницаемые коллекторы. В общем, для того, чтобы пользоваться рассматриваемым методом с полной уверенностью, необходимо значительно увеличить число дополнительных данных о составе имеющихся в районе углеводородов.

Изучение газов в пробах воды из коллекторов (проницаемых горизонтов), проходимых скважинами, бурящимися на нефть и газ, относится к числу методов, которые, вероятно, в будущем разовьются и будут полезными. Ископаемые воды вблизи газовых залежей должны быть насыщены газообразными, а вблизи нефтяных залежей — также и жидкими углеводородами. То же можно сказать и о водах в коллекторах, через которые проходили нефть и газ во время их миграции к их современному месту залегания. Жидкие углеводороды нефти, несомненно, присутствуют в очень малых, хотя и измеряемых количествах, в водах нефтяных месторождений, но, разумеется, установить их присутствие путем анализа извлеченного газа невозможно. К сожалению, этот метод является дорогим вследствие необходимости проведения в скважинах вращательного бурения опробования тестером. Возможно, однако, что воды, получаемые при испытаниях, проводимых в других целях, дадут материал, который позволит установить ценность метода.

Другая проблема геохимических методов заключается в выяснении вопроса, насколько далеко от газовых и нефтяных залежей, как внутри продуктивного коллектора, так и над ним, распространяются характерные изменения в содержании углеводородных газов. Эту задачу можно решать путем анализа ископаемых вод в песчаниках, известняках, доломитах, глинах и глинистых сланцах или путем определения в образцах керна веществ, адсорбированных породами. Последний метод рассматривается в работах Горовица, Мак-Дермотта и Розэра (287) и известен как метод геохимического каротти́рования разрезов скважин. Этим методом было проведено много исследований, позволивших утверждать, что по изменению концентрации адсорбированных углеводородов и водорода можно судить о присутствии нефтяных и газовых залежей на расстоянии сотен метров ниже исследованных пластов. Для того, чтобы должным образом оценить этот метод, необходимо большое количество дополнительных исследований.

Полезным был бы такой геохимический метод, который позволил бы на основании анализа газов судить о присутствии нефти в том же резервуаре ниже по падению слоев. Анализы газов, встречаемых при бурении скважин, также, вероятно, могут быть использованы для суждения о перспективах нахождения нефти в том же коллекторе, из которого получен газ.

Будущее геохимических методов при разведке на нефть и газ

Из всего изложенного очевидно, что в настоящее время отсутствуют точные сведения о геохимических методах поисков нефти и газа, что снижает их ценность. Использование геохимии при разведке на нефть является прекрасной иллюстрацией того, как нелепо ставить повозку перед лошадью. До сих пор еще не были осуществлены широкие и основательные исследования, которые должны предшествовать применению методов со специальными целями. Такого рода научные исследования должна была бы выполнить группа объективных ученых, а не лица, руководствующиеся при рекомендации геохимических методов коммерческими соображениями. В настоящее время трудно предсказать, будут ли в результате такого обстоятельного исследования выработаны какие-либо ценные геохимические методы; вполне вероятно, однако, что геохимия обладает перспективами для развития новых ценных методов в большей мере, нежели любая отрасль геологии и геофизики.

Дополнительная советская литература

Почвенно-геохимические методы поисков нефтяных месторождений. Изд. Почвенного ин-та им. Докучаева, АН СССР, 1953.

Г. А. Могилевский. Микробиологический метод поисков газовых и нефтяных залежей. БЭТИ, ЦИМТнефть, Гостоптехиздат, 1953.

А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. И. Суббота и Г. А. Могилевский. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1954.

Спутник полевого геолога-нефтяника, 2 изд., т. II, Гостоптехиздат, 1954.

В. А. Соколов. Миграция газа и нефти. Изд. Ин-та нефти АН СССР, 1956.

Глава 23

МАГНИТНЫЙ, ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ

Об основах разведочной геофизики

В разведочной геофизике измерения физических полей, производимые на поверхности земли, используются для выявления подземного геологического строения. Геофизические методы, применяемые в нефтяной и газовой промышленности, не указывают непосредственно на присутствие залежей газа или нефти, а только лишь дают сведения относительно геологического строения данного района. Разумеется, самым лучшим, если возможно, был бы такой метод, который непосредственно указывал бы местоположение залежей нефти и газа, однако такой метод до сих пор не разработан и перспективы открытия его в будущем небольшие. Кароттаж скважин принято относить к области геофизики; газовая съемка также как правило рассматривается вместе с геофизическими методами, хотя логически ее следует выделять в раздел геохимии. *

Геофизические работы приносят пользу только тогда, когда они дают такие данные, которые нельзя было бы получить другими методами. В США стратиграфические и структурные данные, получаемые в результате применения кароттажа и изучения поверхностных обнажений, обычно уже имеются до того, как начинаются разведочные геофизические работы, и если полученные при этом материалы достаточны для выяснения геологического строения, то нет нужды в проведении геофизической съемки. Однако, как правило, получаемые при кароттаже скважины и изучении поверхностных обнажений данные недостаточны, и геологу приходится решать, стóят ли дополнительные данные, которые можно получить путем проведения геофизической съемки, связанных с нею затрат. Ю. Де Гольер (E. De Golyer) (82) определяет геофизиков как «джентльменов, которые делают для геологов то, что они сами не в состоянии сделать для себя».

* В СССР газовую съемку (или почвенный анализ на углеводороды, как ее именуют в США), принято рассматривать как один из видов геохимических методов разведки. *Ред.*

Развитие разведочной геофизики *

Несмотря на то, что магнитные методы в течение сотен лет применялись для обнаружения залежей магнитных руд, первые геофизические исследования с целью поисков нефтяных и газовых структур производились с помощью гравитационных вариометров. Э. А. Эккардт (E. A. Eckhardt) (99) отмечает, что успешные гравиметрические съемки производились с 1915 по 1917 гг. в Чехословакии и Германии. Гравиметрические съемки начались на Голфкосте в США в 1922 г., и соляной купол Наш (Nash), первая структура в США, закартированная геофизикой, был открыт с помощью гравитационного вариометра в 1924 г.

Сейсмический метод тоже появился за границей и был применен на Голфкосте в 1923 г. Следует заметить, что разведочная геофизика возникла за границей и была перенесена в США иностранными геофизиками, представлявшими интересы нефтяных компаний в США. Однако после того как разведочная геофизика утвердилась в США, все усовершенствования и новые изобретения в данной области были созданы почти исключительно в этой стране. **

Благодаря тому, что неглубокие соляные купола легко обнаруживались с помощью вариометра и веерообразной модификации метода преломленных волн, вначале геофизические работы на Голфкосте были исключительно успешны. История применения геофизических методов на Голфкосте описана в работах Д. Б. Мейслуэйн (J. B. Macelwane) (216) и Ю. Де Гольера (78). К 1924 г., когда началось успешное применение геофизики на Голфкосте, открытие соляных куполов без геофизических методов разведки стало настолько трудным, что цена открытия каждого нового нетронутого бурением соляного купола возросла до 500 000—1 000 000 долларов. К 1930 г. с помощью геофизических методов было открыто 42 соляных купола.

* Следует отметить, что в этом разделе, как и в других (за исключением геохимического) автор не указывает первые открытия, сделанные в России и СССР. Так, например, гравиметрические наблюдения в России производились в 1916—1917 гг., наблюдения с гравитационным вариометром в 1921 г., а с 1925 г. — в Доссоре и районе Илецкой защиты. Магнитная съемка с целью поисков нефтяных структур в СССР была начата в 1926 г., патент на сейсмический метод отраженных волн в СССР был выдан еще в 1923 г., т. е. за 3 года до внедрения этого метода в США. *Ред.*

** Это утверждение автора лишено оснований: почти в каждом методе значительные усовершенствования и новые изобретения сделаны в СССР. К числу их относятся аэромагнитометр А. А. Логачева, различные типы гравиметров, разработан новый метод сейсмической разведки, — КМПВ, морской электроразведки и т. д. и т. п. *Ред.*

Организация геофизических работ

Геофизические работы в нефтяной промышленности проводятся частично геофизическими отделами крупных нефтяных компаний, а частично обслуживающими компаниями, которые предоставляют партии геофизиков и аппаратуру за определенную ежемесячную плату. Каротташ скважин, напротив, выполняется, главным образом, обслуживающими компаниями. В большинстве случаев геофизические обслуживающие компании представляют собой более мелкие организации, нежели крупные нефтяные компании, и чаще лишь последние имеют в своем распоряжении большие суммы и возможности, необходимые для проведения обширных геофизических исследований. Многие крупные нефтяные компании заключают договор с геофизическими обслуживающими компаниями на проведение геофизических работ, полностью или частично. *

Независимо от того, выполняются ли геофизические работы нефтяной или обслуживающей компанией, в любом случае необходимо тесное сотрудничество между геологами и геофизиками. В круг обязанностей геологов обычно входит решение вопроса о том, когда и где необходимо проведение геофизических работ. Геологи, как правило, оказывают помощь геофизическим партиям, сообщая им все необходимые для их работы геологические данные, а также данные, которые не являются ценными с точки зрения геологии, но которые экономят рабочее время геофизиков; геологи помогают геофизикам также при интерпретации результатов их работы. Конечно, при поисках нефти и газа геологи должны использовать данные, получаемые в результате геофизических съемок.

Об отношении геофизики к патентам

Патенты в геофизической работе имеют исключительно важное значение. Нефтяные и обслуживающие компании, выполняющие геофизические работы, должны тщательно изучать положение с патентами для того, чтобы определить, сколько следует уплатить за патентные привилегии после проведения работ. Кроме того, все время проводятся усовершенствования аппаратуры и методов, и на многие из них можно приобрести патент. Техническим работникам, работающим в области геофизических методов разведки, включая и каротташ скважин, приходится заключать соглашения о передаче их нанимателям всех тех изобретений, которые они делают во время своей работы у владельцев

* В СССР все геофизические работы, связанные с поисками нефти и газа, проводятся специальными трестами или конторами. *Ред.*

компаний. Геологам, не связанным по своей работе с геофизической разведкой, обычно не приходится заключать таких соглашений, так как практически не бывает патентов, которые бы имели значение для самой геологии. *

Что нужно знать геологам о геофизических методах разведки

Изложение краткого курса разведочной геофизики вовсе не является целью данной книги. Разведочная геофизика представляет собой настолько большой и сложный предмет, что любая попытка изложить ее в двух главах привела бы только к путанице. С другой стороны, каждый геолог должен обладать определенным минимумом знаний из области разведочной геофизики, даже если ему никогда не придется заниматься какой-либо геофизической работой. Нет необходимости в том, чтобы геолог обязательно знал подробно устройство геофизической аппаратуры, ее ремонт или способы обработки результатов наблюдений. Решение этих вопросов можно без всякого опасения предоставить геофизикам. Но геологу необходимо знать, какие геофизические методы являются наиболее подходящими для уверенного получения геологических данных, какие возможные ошибки могут быть допущены при этих методах, какого типа данные могут быть получены при применении этих методов и каковы затраты, связанные с их применением. Он должен также хорошо знать терминологию с тем, чтобы понимать ее и уметь пользоваться ею при обсуждениях. А главное, геолог должен уметь интерпретировать карты, разрезы и диаграммы, выражающие результаты геофизических съемок.

Общепринятыми источниками сведений о геофизике являются труды Л. Л. Неттлтона (243), К. А. Хейланда (C. A. Heiland) (151) и Д. Д. Джекоский ** (J. J. Jakosky) (173).

* Все эти указания автора характеризуют положение, существующее в США, резко отличное от тех условий, в которых находятся советские изобретатели, получающие авторское свидетельство. В СССР нет широкой системы патентных привилегий. Почти все изобретения могут использоваться в любой отрасли народного хозяйства. *Ред.*

** В советской литературе существует много сводных работ по геофизическим методам разведки. Главнейшие из последних работ следующие: 1. Л. В. Сорокин, В. О. Урысон, Л. А. Рябинкин и В. А. Долицкий. Курс геофизических методов разведки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1950. 2. Л. В. Сорокин. Гравиметрия и гравиметрическая разведка. Гостоптехиздат, 1953. 3. Г. А. Гамбурцев, Ю. В. Ризниченко, И. С. Берзон, А. М. Епинатьева, И. П. Пасечник, И. П. Косминская, Е. В. Карус. Корреляционный метод преломленных волн. Изд. АН СССР, М., 1952. 4. А. А. Логачев. Курс магниторазведки. Госгеолтехиздат, 1955. 5. Н. Н. Гурвич. Сейсморазведка, Гостоптехиздат, 1955. В этих книгах имеется довольно полная библиография по каждому методу. *Ред.*

Методы «самолетов-снарядов» и «краевых линий» *

«Самолеты-снаряды» или дудльбаги (Doodlebug) представляют собой вид прибора или приспособления, которые помогают его владельцу при поисках нефти и газа и которые не являются научно обоснованными. Дудльбаги бывают разных видов, от таких простых приспособлений, как (раздвоенная) палка или камень на конце шнурка, до приборов, настолько сложных, что требуется опытный геофизик для установления их бесполезности. К сожалению, дудльбаги являются вездесущими; любому нефтянику или геологу приходится часто встречаться с ними или их владельцами. Довольно интересные дудльбаги описаны у Л. У. Бло (L. W. Blau) (37). Несомненно, дудльбаги причиняют нефтяникам ущерб в связи с затратами на приобретение этих приборов, а также в связи с бурением ненужных скважин в местах, указанных дудльбагами. С другой стороны, разрезы этих сухих скважин дают полезную геологическую информацию, а их размещение, произведенное указанным способом, иногда приводит к совершенно случайному обнаружению нефти или газа. Месторождение Уэст Эдмонд в Оклахоме очевидно является наиболее известным примером среди нефтяных месторождений, открытых дудльбагами.

Существует целый ряд полунаучных методов и шантажа, которые занимают промежуточное положение между дудльбагами и геофизикой. Лица, использующие подобного рода методы и приборы, утверждают, что успех их применения научно обоснован, и что некоторые нефтяные и газовые месторождения были якобы открыты с помощью этих методов. Обычно эти лица стремятся избежать проверки своих приемов со стороны геофизиков, так как боятся разоблачения. Подобные псевдонаучные приемы являются более опасными для неосторожных геологов, чем дудльбаги, так как недостаточные знания геофизики или физики мешают геологам обнаружить обманчивость доводов, приводимых для доказательства ценности этих методов.

Лица, пытающиеся воспользоваться геофизическим неведением некоторых геологов, утверждают, что они якобы могут прослеживать лучи, идущие от нефтяных залежей. По заявлению других можно проследить некоторые особенности почвы или растительности над нефтяными залежами и с помощью электрических приборов непосредственно выявить нефть и газ. Некоторые применяют методы, обычно используемые при геофизических

* Такое название — Doodlebug and Borderline — получили довольно распространенные в США различные шарлатанские методы, якобы помогающие при поисках залежей нефти и газа. Эти методы не имеют никакого научного обоснования и являются средством наживы для темных дельцов. *Ред.*

исследованиях, но при этом делают нелепые заявления относительно их успехов, другие же утверждают, что вполне удовлетворительные результаты можно получить с помощью менее совершенного оборудования.

Обычные геофизические термины

Существует ряд терминов, применяемых в геофизике, с которыми не лишне ознакомиться геологу. «Возможная ошибка» («Probable error»), это такая ошибка, вероятность превышения которой равна вероятности непревышения. Обычно она выражается следующим образом: после цифры, указывающей на полученную величину, ставится величина возможной ошибки, которой предшествует знак $\pm$. Так, $7{,}4 \pm 0{,}7$ означает вероятность того, что истинная величина будет находиться между 6,7 и 8,1, [$7{,}4 - 0{,}7 = 6{,}7$; $7{,}4 + 0{,}7 = 8{,}1$] и равна возможности нахождения ее за этими пределами. Необходимо понять, что дополнительные определения применяются тогда, когда распределение ошибок является случайным, т. е. удовлетворяет закону Гаусса. Кроме того, нужно иметь в виду, что некоторые авторы научных работ употребляют числа, перед которыми стоят знаки плюс или минус для других целей, помимо указания возможной ошибки, как об этом говорилось выше.

Термины «сигнал и помехи» («signal and noise») или «уровень помех» («noise level») также часто употребляются в геофизике. Сигнал является указанием на то, что необходимо получить или показание, или отклонение, которое указывает величину измеряемого свойства. Шум является нежелательной помехой, которая снижает точность измерений, или может прекратить их совсем. Если слушать музыку по радио, то музыка будет являться сигналом согласно данному употреблению этого термина, а если музыка прекратится, то будет слышен шум. При описании геофизических приборов термины «чувствительный» («sensitive») и «чувствительность» («sensitivity») употребляются как синонимы слов «точный» и «точность»: эти термины не означают, что приборы, к которым они относятся, являются хрупкими или что их легко поломать. Если точность какого-либо физического или геофизического измерения неуклонно повышается, то в конце концов наступит такой момент, когда помехи и неправильные изменения различных факторов сделают дальнейшее повышение точности невозможным. Эта точность называется «уровнем помех». Приборы, используемые при магнитной, гравиметрической и сейсмической разведках на нефть и газ, в данное время приблизились к уровню помех, однако этого нельзя сказать о всех приборах, применяемых при кароттаже скважин.

Магнитные методы разведки

Определения и единицы. Единицей силы магнитного поля официально считается эрстед. Прежде она называлась гауссом, и многие геофизики до сих пор употребляют это название. Единицей, обычно используемой для выражения результатов в магнитной разведке, является гамма, равная 1/100 000 *эрст*. Так как сила магнитного поля Земли равна около 0,5 или 0,6 *эрст* в США, то гамма составляет около 1/50 000 силы поля Земли.

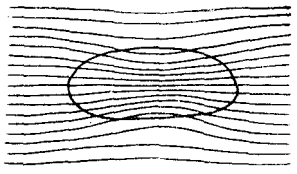


Рис. 23-1. Искривление магнитных силовых линий под влиянием намагниченного тела. (По Nettlton. Mc. G. H. B. Co). *

Любой магнит имеет два противоположных полюса; существование одного полюса невозможно без другого. Одинаковые полюса отталкиваются друг от друга, а разные — притягиваются.

Намагничивание бывает двух родов: индукционное и остаточное. Индукционное намагничивание является только лишь результатом существования магнитного поля; оно исчезает при устранении магнитного поля, если отсутствует удерживающая сила. Такому типу намагничивания подвержено мягкое железо. Постоянное намагничивание, называемое остаточным, имеется и при отсутствии внешнего поля. Как остаточное, так и индукционное намагничивание имеют важное значение в геофизической разведке. Изверженные породы обнаруживают остаточное поле, которое может быть меньше или больше индукционного поля. Индукционное поле в породах является следствием магнитного поля Земли и, в общем, параллельно ему, но остаточное поле может и не быть параллельным магнитному полю Земли. В некоторых местах остаточное поле ориентировано таким образом, что оно противоположно полю Земли.

Проблемы геологической интерпретации магнитных наблюдений легче представить, если магнитное поле изобразить в виде силовых линий. Рис. 23-1 из работы Неттлтона (243) показывает, каким образом магнитные силовые линии искривляются под действием намагниченного тела. Стрелка компаса и железные опилки, находясь в свободном состоянии, будут занимать положение, параллельное силовым линиям. Число силовых линий на единицу площади или единицу расстояния в поперечном сечении пропорционально интенсивности намагничивания. Магнитные вещества, такие, как железо и магнетит, отклоняют силовые линии

* Mc. G. H. B. Co — сокращенно обозначает Mc Graw-Hill Book Company. Inc. Далее в книге везде дается сокращенное обозначение. *Перев.*

и заставляют их относительно сгущаться в пределах поверхностей тел, сложенных этими веществами. Такие вещества называются парамагнитными. Диамагнитные материалы разряжают силовые линии. Величины магнитной проницаемости и магнитной восприимчивости указывают на степень тенденции к концентрации или разряжению силовых магнитных линий. Магнитная проницаемость вакуума равна 1. Диамагнитные материалы имеют проницаемости меньше 1, но больше 0, а высокомагнитные породы имеют проницаемости, выражаемые в тысячах единиц. Магнитная восприимчивость вакуума равна 0, парамагнитные материалы имеют положительные восприимчивости, а диамагнитные материалы — отрицательные. Магнитные проницаемости обычных осадочных, изверженных и метаморфических пород очень близки к 1, а их восприимчивости очень близки к 0.

Приборы и методы съемки. Магнитная съемка на поверхности производится обычно с помощью магнитных весов, а в воздухе — аэромагнитометров. Г. Стоммель (H. Stommel) (334) указывает, что при магнитной съемке на поверхности можно измерить или горизонтальную, или вертикальную составляющие магнитного поля, однако горизонтальная составляющая измеряется очень редко. При аэромагнитной съемке измеряется общая напряженность магнитного поля. Приборы, измеряющие напряженность магнитного поля, называются магнитометрами; приборы, служащие для измерения угла наклонения магнитного поля, называются дипметрами. Дипметры имеют очень незначительное употребление в магнитной разведке на нефть и газ.

Для отсчета показаний на магнитометре требуется всего лишь несколько минут. Поэтому наземные съемки производятся быстро и стоят дешево. Аэромагнитные съемки могут покрывать 500—1000 миль (800—1600 пог. *км*) в день, но для того, чтобы получить ценные результаты, нужно знать точно положение самолета во время съемки, а это связано с дополнительными затратами. Лучшие приборы дают точность в 1 или 2 гаммы. Магнитные приборы дают скорее относительные, чем абсолютные результаты, поэтому их необходимо периодически регулировать на базе для того, чтобы выправить дрифт прибора. * Магнитометры для наземных съемок в настоящее время достигли уровня помех, и дальнейшее повышение степени точности приведет к измерению локальных аномалий, не связанных с геологическим строением. Уровень помех приборов аэромагнитной съемки ниже и, следовательно, здесь имеется большее поле деятельности для усовершенствования. Неравномерное распределение магнитных изверже-

* Так называемое сползание нульпункта, которое выражается в изменении отсчетов на одной и той же точке, при измерении их в разное время. *Ред.*

ных или ледниковых пород вблизи точек стояния приборов вызывает отклонения в показаниях при наземной съемке. Для того, чтобы устранить эти отклонения, иногда приходится выводить среднее из показаний нескольких наблюдений. Несомненно, что при аэромагнитной съемке эти местные помехи исключаются.

Поправки и методы изображения результатов. Данные, получаемые при магнитных съемках, обычно изображаются в виде изогамм, или линий, проведенных через точки равных значений магнитного поля.* Непосредственные измерения магнитного поля могут выявить сильные региональные градиенты, которые являются примерно одинаковыми на больших площадях. В Оклахоме, например, согласно данным Неттлтона (243) региональный магнитный градиент равен 13,3 гаммы на милю (8,2 гаммы на 1 *км*). Эти градиенты почти всегда исчезают при уменьшении масштаба и незаметны на окончательных картах. Крупные аномалии магнитного поля, которые могут замаскировать влияние локальных структур, часто вызываются изменениями магнитности пород, развитых в кристаллическом основании в пределах первых нескольких километров ниже осадочного покрова.

Интерпретация. *Значение кристаллического основания.* Интерпретация магнитных съемок является скорее качественной. Как правило, нельзя получить точных указаний относительно глубины изменений, вызывающих возмущение и аномалии в магнитном поле. Наиболее важным фактором, который необходимо учитывать при интерпретации, является большое влияние пород фундамента. Там, где они залегают на глубине менее 1 мили (1,6 *км*), большая часть изменений в напряженности магнитного поля является следствием колебаний в их магнитных свойствах. Даже там, где мощность осадков определяется многими километрами, как это имеет место в районе Голфкоста и в других глубоких геосинклиналях, большинство изменений магнитного поля может возникать под влиянием пород фундамента. В связи с тем, что влияние кристаллического основания уменьшается по мере того, как возрастает глубина его залегания, можно использовать уменьшение в величине аномалий для получения приблизительных данных относительно глубины кровли фундамента. При благоприятных условиях точность этих подсчетов может достигать 10% истинной величины.**

* В СССР эти линии обычно называются изоаномалами. *Ред.*

** Советскими геофизиками разработано несколько методов расчета глубины фундамента по данным магнитометрии, в частности, аэромагнитной съемки. Составлены карты глубин залегания фундамента в таких крупных регионах как Западно-Сибирская низменность и другие. Результаты бурения опорных скважин, а также сейсморазведки указывают на относительно высокую точность проведенных подсчетов. *Ред.*

Термин «основание», употребляемый в связи с интерпретацией, обозначает зону изверженных и метаморфических пород. На некоторых площадях между кровлей докембрийских образований и изверженными и метаморфическими породами залегают докембрийские осадочные пласты большой мощности, которые имеют магнитные свойства, сходные со свойствами палеозойских и более молодых осадков. В других районах сильномагнитные изверженные и метаморфические породы могут иметь мезозойский или раннетретичный возраст.

Магнитные свойства пород. Большая магнитная восприимчивость метаморфических и изверженных пород является следствием относительно большого содержания в них магнетита. Тяжелые темные изверженные породы обычно содержат гораздо больше магнетита, чем более светлые с низким удельным весом породы, такие как гранит. Магнитные свойства пород выражаются в миллионных частях единиц *CGS* восприимчивости. Соль, ангидрит и гипс имеют очень незначительную отрицательную восприимчивость, составляющую несколько миллионных частей. Известняки и доломиты имеют слабую восприимчивость, обычно меньше, чем десятки миллионных, а восприимчивость песчаных и глинистых пород колеблется от 10 до 50 миллионных частей.* Следует заметить, что продукты химического осаждения из растворов и испарения имеют низкую магнитную восприимчивость, а кластические осадки — относительно высокую. Однако все осадочные породы в сравнении с изверженными имеют слабую восприимчивость; восприимчивость изверженных пород может доходить до нескольких тысяч миллионных частей единиц *CGS*.

Структурная интерпретация. Основой структурной интерпретации магнитных аномалий является следующее: в антиклиналях и других положительных структурных формах породы, обладающие более высокой проницаемостью или восприимчивостью, оказываются, по сравнению со смежными участками, приподнятыми; в результате этого в северном полушарии они вызывают положительную магнитную аномалию, а в южном — отрицательную. Вопрос о том, рассматривать ли знак аномалии как обратный в южном полушарии, зависит от того, как подходить к показаниям приборов, и от того, что ими измеряется и как принято по местной традиции. Помимо нарушений, производимых человеком, и влияний малых тел, залегающих вблизи поверхности, по-видимому, существуют три основные причины, обусловливающие магнитные аномалии: неоднородность строения фундамента, рельеф кровли фундамента на глубине и неоднородность строения

* У песчаных и глинистых пород магнитная восприимчивость может быть и выше. *Ред.*

осадочного чехла. Большинство аномалий, особенно крупных, является следствием неоднородности строения фундамента. В общем аномалии этого типа не имеют ничего общего с локальными структурами, сложенными осадочными породами, и не могут быть использованы для их обнаружения. Однако было установлено, что в ряде районов направление складок в осадках приблизительно параллельно направлению аномалий, вызванных неоднородностью строения фундамента.*

Вследствие более высокой магнитной проницаемости пород фундамента сравнительно с проницаемостью осадочного покрова, повышения в кровле фундамента вызывают положительные магнитные аномалии в северном полушарии. Такие аномалии могут быть вызваны погребенными выступами в рельефе фундамента или поднятиями его в сводах антиклиналей. Несомненно, эти аномалии можно легко спутать с аномалиями, связанными с неоднородностью строения фундамента. Несмотря на то, что большая часть магнитных аномалий, наблюдаемых на поверхности, вызвана изменениями в магнитных свойствах пород фундамента, меньший эффект в магнитном поле дают структуры, образованные осадочными породами. Влияние последних настолько мало и так замаскировано крупными отклонениями, обусловленными породами фундамента, что их очень трудно выявить. Тем не менее, они, очевидно, имели бы большую промышленную ценность, если бы их можно было правильно интерпретировать. В тех районах, где магнитная восприимчивость осадочных пород более или менее одинакова по всему разрезу, изменения в условиях их залегания не оказывают влияния на характер магнитного поля, но если породы на умеренной глубине обнаруживают относительно более сильную или более слабую восприимчивость, то небольшие аномалии будут наблюдаться над сводами антиклиналей, где эти пласты подходят ближе к поверхности. Если под кластическими осадками на умеренной глубине залегают хемогенные (известняки, доломиты, ангидриты, гипсы или соль), то над антиклиналями, сложенными этими породами, в северном полушарии будут наблюдаться отрицательные аномалии. Если же, наоборот, хемогенные осадки находятся наверху, а кластические породы — на умеренной глубине, то своды антиклиналей будут фиксироваться положительными аномалиями. Для проведения более точной интерпретации магниторазведочных данных некоторые крупные нефтяные компании практикуют измерение восприимчивости образцов пород из буровых скважин.

* Исследованиями советских геологов установлено, что во многих нефтеносных районах, благодаря унаследованности тектонического режима, существует определенная генетическая связь между строением фундамента и локальными структурами. *Ред.*

Влияние обсадных колонн. В районах, где имеются обсаженные скважины, очень важно иметь в виду вызываемые ими аномалии, так как в противном случае их можно спутать с аномалиями, связанными с тектоникой. По-видимому, аномалии, вызываемые наличием обсадной колонны, могут на поверхности достигать 200 гамм. М. Р. Мак-Фейл (M. R. Mc Phail) (229) считает, что положительные аномалии, равные 10—100 гамм, обнаруженные при аэромагнитных съемках над соляными куполами, очевидно, связаны с влиянием обсадных колонн скважин. По вопросу влияния этих аномалий на интерпретацию магнитных данных существуют различные точки зрения. Некоторые геофизики считают, что величина влияния обсадной колонны может быть определена довольно точно, и вычитая ее из наблюдаемых результатов можно избежать больших погрешностей в картах изогамм.

Определение глубин. Определение глубины, на которой находятся возмущающие тела, вызывающие аномалии, имеет главное значение при интерпретации. Напряженность магнитного поля изменяется обратно пропорционально квадрату расстояния, на котором находится возмущающая масса. Ширина и величина аномалии также изменяются по мере того, как источник, ее вызывающий, становится более глубокозалегающим. Вопрос о методах оценки глубины залегания тел, вызывающих аномалии, рассматривается в работах Д. Уонтленда (D. Wantland) (376), Г. Б. Стоммеля (H. B. Stommel) (334) и Л. Дж. Питерса (L. J. Peters) (260). От глубины залегания тела, вызывающего аномалию, зависит ширина последней; за ширину аномалии обычно принимается расстояние между точками, в которых напряженность магнитного поля равна половине амплитуды аномалии. Половина амплитуды аномалии равна половине разности между средним напряжением магнитного поля вблизи аномалии и самым высоким значением его в центре аномалии. В зависимости от формы массы, вызывающей аномалию, глубина залегания этой массы изменяется от 0,65 до 1,0, умноженных на ширину.* Хотя этот метод дает только лишь приблизительное определение глубины, его можно использовать для разграничивания аномалий, образованных телами, залегающими на малых или больших глубинах. Теоретически широкая аномалия может быть вызвана изменением на большой глубине или тонким, пластом, протягивающимся на большое расстояние и залегающим

* Форма и амплитуда аномалии являются производной многих причин: глубины залегания возмущающегося тела, его формы, магнитных свойств веществ, которыми оно сложено, и т. д. Подробно вопросы интерпретации магниторазведочных данных рассмотрены в работе К. П. Соколова — Геологическое истолкование магниторазведочных данных. Госгеолтехиздат, М. 1956. *Ред.*

на малых глубинах. Примером этого может являться озерный бассейн, заполненный отложениями, или долина, выполненная ледниковыми образованиями Несомненно, возникновение широкой аномалии скорее всего обусловлено глубоким источником, нежели наличием тонкого пласта, широко простирающегося на небольшой глубине и имеющего малую мощность. Ясно, что аномалии малой ширины не могут возникать под влиянием изменений, происходящих на большой глубине. Например, если ширина аномалии не менее 500 футов (150 *м*), то она будет обусловлена наличием возмущающих масс, залегающих на глубине менее 1000 футов (300 *м*).

Применение и стоимость. Большим преимуществом магнитометрических съемок является их быстрота и малая стоимость. С другой стороны, интерпретация, производимая на основании данных этих съемок, носит общий характер, является неопределенной и неточной в количественном отношении. В силу этих причин магнитные съемки являются методом предварительной разведки и если результаты съемки указывают на то, что площадь является благоприятной, то более детальное ее изучение следует проводить каким-либо другим методом. Очень редко бывает, когда невозможно никакими другими методами проверить результаты магнитной съемки и на основе только одних магнитометрических данных проводить бурение.

Раньше среди некоторой части нефтяников существовала заметная тенденция считать, что повышение напряженности магнитного поля указывает на структурный подъем. Открытие месторождения Хобс (Hobbs) в Нью-Мексико, произведенное на основании повышения напряженности магнитного поля, укрепило эту неверную концепцию. Как указывает Г. Стоммель (334), открытие месторождения Хобс привело к бурению сотен сухих скважин на магнитных положительных аномалиях, в зоне которых не оказалось структурных поднятий. Питерс считает (259), что поскольку магнитная аномалия на месторождении Хобс достигает 500 гамм, причиной ее являются магнитные изменения в породах фундамента, а не антиклинальная структура. В этом случае соответствие между повышением напряженности магнитного поля и положительной структурой в Хобсе является случайным.

Региональные магнитные съемки могут быть полезны при определении направления структур, захватывающих также и фундамент, и при определении наличия аномалий, возможно указывающих на наличие антиклиналей. Магнитные съемки могут применяться при картировании таких локальных структурных форм, как погребенные выступы и хребты в кровле фундамента и интрузии изверженных пород. На рис. 23-2 из работы Р. К. Коффина (R. C. Coffin) (67) изображены стратоизогипсы и магнитная ано-

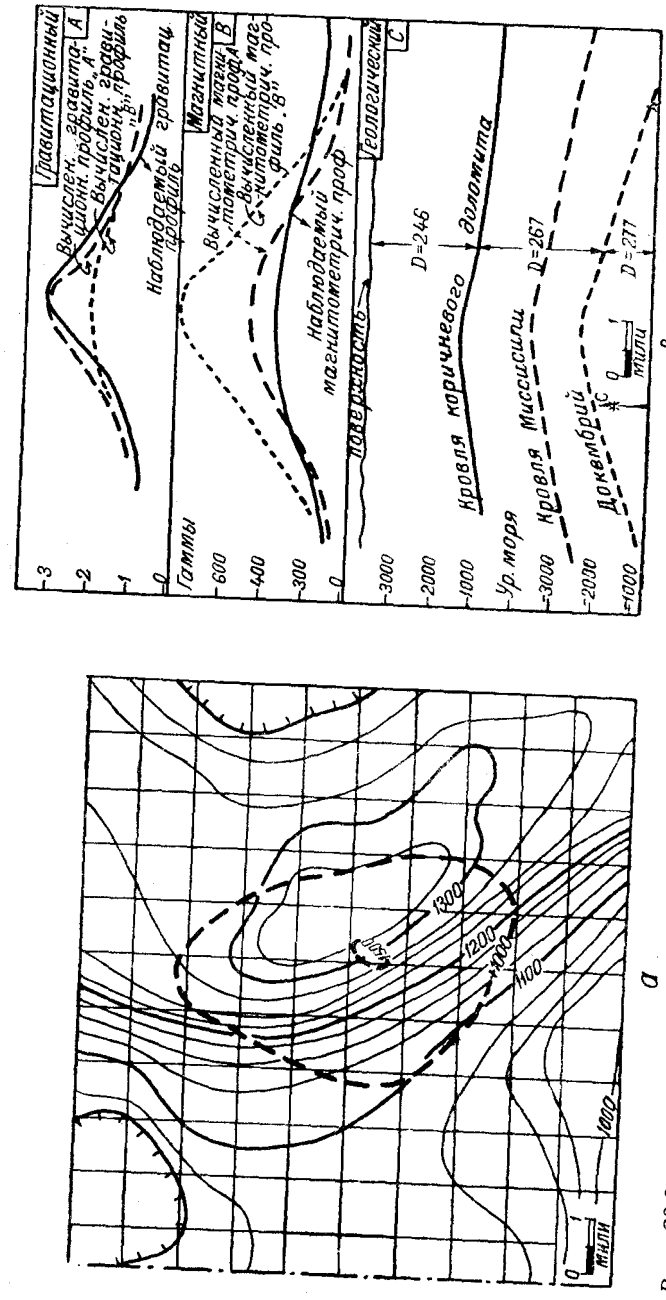


Рис. 23-2. (а) Карта изоаномал месторождения Стаффорд, Округ Шерман, Техас. Изоаномалы проведены через 25 гамм. Пунктиром показаны стратоизогипсы. (По Coffin A. A. P. G.). (в) Структурные, магнитометрические и гравитационные профили месторождения Стаффорд, на которых видно совпадение результатов наблюдения и вычисления двумя различными методами. Лучшее совпадение вычисляемых кривых с наблюдаемыми получается, если допустить, что резкое изменение плотностей пород происходит на глубине около 2000 футов [710 *м*], а возмущающие магнитные массы связаны с докембрийскими породами, залегающими на глубине свыше 3000 футов [915 *м*]. (По Coffin A. A. P. G.).

малия месторождения Стаффорд (Stafford) в округе Шерман (Sherman) в Техасе. На этом рисунке приведены геологические разрезы, изображающие структуру, наблюдаемые магнитные и гравиметрические профили, а также магнитные и гравиметрические профили, вычисленные двумя различными методами. По одному методу предполагается, что аномалии вызываются породами фундамента, а согласно другому — покрывающими осадками. Результаты показывают, что магнитная аномалия обусловлена породами фундамента, а гравитационная — влиянием изменений в осадочных породах. Рис. 23-3 из той же работы Р. К. Коффина (67) изображает изогаммы площади в Западном Техасе. Имеются две антиклинальные структуры, одна в *A*, а другая в *B*, но фундамент в структуре *B* на 3000 футов (900 *м*) глубже, чем в структуре *A*. Структура *A* вызывает ясно выраженную аномалию, на которую указывает выступ или «нос» в конфигурации изогамм в то время как структура в точке *B* не дает магнитной аномалии вследствие большей глубины залегания пород фундамента.

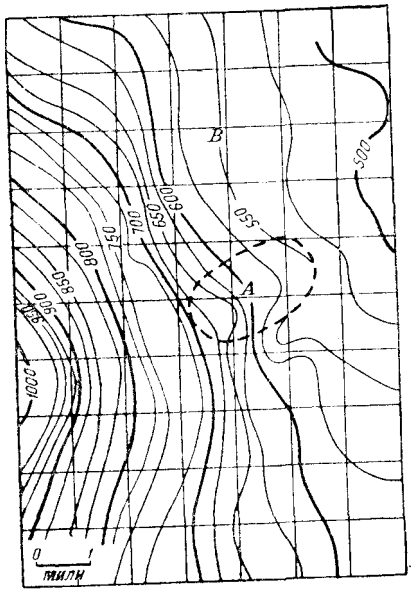


Рис. 23-3. Карта вертикальной составляющей магнитного поля площади в Западном Техасе. Сечение изоаномал 25 гамм. В пунктах *A* и *B* развиты антиклинали, но известно, что докембрийские породы, порождающие аномалии, в точке *B* залегают на 3000 футов глубже, чем в точке *A*. Заметьте отсутствие аномалии в точке *B* и ее наличие в точке A. (По Coffin A. A. P. G.).

В тех случаях, когда на картах удается устранить влияние пород фундамента, магнитометрические съемки можно использовать в целях выявления локальных структур. Для этого требуются полные знания магнитных свойств различных свит, слагающих стратиграфический разрез. Вследствие того, что магнитная восприимчивость соли является слабоотрицательной, а кластических осадков — слабоположительной, следует ожидать, что соляные купола будут создавать очень малую отрицательную аномалию. Несмотря на то, что на соляных куполах были обнаружены аномалии в 15 гамм, эти аномалии очень трудно отличать от неправильных изменений, обусловленных другими причинами, и ни одного соляного купола на суше не было найдено в результате магнитной съемки. *

По данным Г. Стоммеля (334) стоимость 1 акра магнитометрической съемки с частотой наблюдений 48 пунктов на тауншип составляет около $1\frac{1}{2}$ цента (3,75 цента — 1 *га*), независимо от того, находится магнитометр на земле или в воздухе. Ф. М. Ван Тайл (F. M. Van Tuyl), У. С. Левингс (W. S. Levings) и Л. В. Ле Рой (L. W. Le Roy) (371) считают, что стоимость аэромагнитной съемки района Багамских островов (the Bahama Islands) площадью 850 000 кв. миль (220 150 *км*^{2}) составляла около 4,8 долларов за 1 *км*^{2}. В настоящее время при заключении контрактов исходят из стоимости от 4 до 8 долларов за каждый километр, в зависимости от типа контроля на поверхности.

Гравиметрические методы

Единицы и термины. Единицей гравитационных измерений является гал, который равен ускорению в 1 *см* за 1 сек. Сила тяжести земли составляет около 980 *гл.* ** На практике при измерении силы тяжести, производимом в связи с разведкой на нефть, используется миллигал, равный 1/1000 *гл.* Некоторые карты вычерчены с интервалами в 0,1 *мгл.* Линии, проведенные через точки равной силы тяжести, могут быть названы изогалами, но необходимо помнить, что не всегда следуют подобному применению. Лучшие гравиметры могут измерять изменения силы тяжести земли в пределах, не превышающих 10^{-8}.

В основе использования данных по измерению силы тяжести в геофизической разведке лежит тот факт, что над относительно тяжелой массой, находящейся ниже дневной поверхности, сила тяжести увеличивается. Таким образом, на поверхности будет также наблюдаться увеличение силы тяжести в направлении к точке, располагающейся над массой, иными словами, будет фиксироваться градиент по направлению к массе. Наиболее важными величинами, характеризующими силу тяжести, являются собственно величина силы тяжести и скорости и направления ее возрастания. Сила притяжения между двумя массами прямо пропорциональна произведению их масс и обратно пропорциональна квадрату расстояния между ними. Измерение силы

* В СССР на многих соляных куполах аномалии достигали 80—100 гамм. Как отмечает В. О. Урысон (Л. В. Сорокин, В. О. Урысон, Л. А. Рябинкин и В. А. Долицкий. Курс геофизических методов разведки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, 1950, стр. 140), много различных структур, в том числе и соляных куполов, было открыто при помощи магнитной съемки. *Ред.*

** В тексте данной главы, как это принято в геофизических работах, вместо полного выражения «ускорение силы тяжести» применяется выражение «сила тяжести». *Ред.*

тяжести заключается, в основном, в очень точном взвешивании предмета. Согласно закону обратной зависимости от квадрата расстояния, сила тяжести уменьшается с высотой над земной поверхностью на 9,4 *мгл* на каждые 100 футов (30 *м*) превышения. Эквипотенциальной поверхностью называется такая поверхность, для подъема над уровнем которой данной массы на бесконечную высоту необходимо затратить одинаковое количество энергии. Поверхность океана, или уровень моря является очень важной исходной величиной в гравиметрии, так как все поправки вычисляются по отношению к этому уровню.

Величина силы тяжести на уровне поверхности океана часто не является точно такой, какую следовало бы ожидать, исходя из общих данных. Поскольку поверхность океана принято считать строго горизонтальной и, следовательно, перпендикулярной к вертикальной плоскости, то можно было бы предполагать, что сила тяжести на уровне моря будет везде одинакова. Однако вследствие центробежной силы и большей длины экваториального радиуса земли (на 10,4 *км*) по сравнению с полярным, сила тяжести у экватора на уровне моря на 5 *гл* меньше, чем у полюсов. На широте Оклахомы, по данным Г. Стоммеля (334), градиент изменения силы тяжести в меридиональном направлении достигает 1,1 *мгл* на милю (0,6875 *мгл* на 1 *км*). Можно вообразить, что поверхность океана простирается по всем континентам, допустив существование узких каналов, связанных с океаном и прорезающих сушу. В горах уровень воды в этих каналах выгибался бы настолько, что он находился бы дальше от центра земли. Неттлтон считает, что это поднятие составляло бы в Скалистых горах около 40 *м*. На судне, находящемся в море, нельзя провести измерение силы тяжести с точностью, необходимой для разведки нефтяных структур, но на поверхности льда замерзших озер такие точные измерения возможны. На рис. 23-4 и 23-5, взятых из работы Б. Нумерова (B. Numerov) (252), приведены результаты замеров, произведенных на льду озера Шувалово, близ Ленинграда в СССР. Здесь видна зависимость величин силы тяжести от конфигурации дна озера. Ясно, что наблюдающиеся величины силы тяжести очень тесно связаны с превышениями дна озера. Конфигурация изогал очень сходна с конфигурацией изобат — увеличению силы тяжести соответствует повышение дна. Таким образом, несмотря на то, что как эквипотенциальная, так и водная поверхность, поднимаются над тяжелыми массами, величина подъема водной поверхности меньше эквипотенциальной.

Термины «градиент» и «кривизна» широко употребляются в литературе для описания результатов съемок с помощью гравитационного вариометра. Градиент силы тяжести представляет собой скорость изменения силы тяжести в горизонтальном направлении; он имеет как величину, так и направление. Градиенты измеряются при помощи гравитационного вариометра; результаты этих съемок на картах обычно изображаются в виде векторов-стрелок в местах стоянок прибора; длина векторов пропорциональна «скорости» изменения силы тяжести, а своим острием стрелка указывает направление увеличения. Эти градиенты можно использовать для составления карты изогал, подобно тому, как карта с элементами залегания пород может быть превращена в структурную карту.

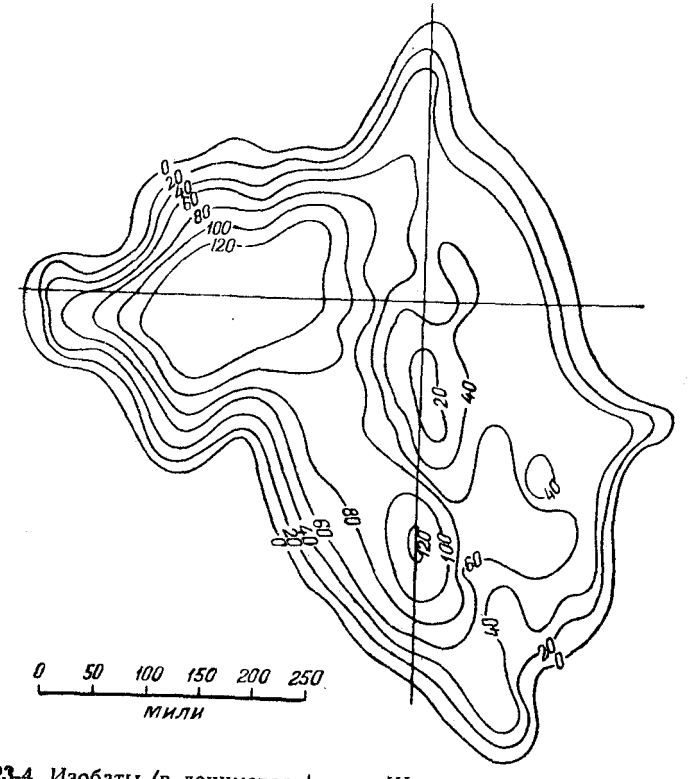


Рис. 23-4. Изобаты (в дециметрах) озера Шувалово вблизи Ленинграда. (По Нумерову, Z. G.).*

Под общим термином «кривизна» понимают кривизну эквипотенциальных поверхностей. Там, где эквипотенциальные поверхности имеют выпуклость кверху, искривление линий параллельно аномалиям, но искривление линий перпендикулярно ано-

* Zeitschrift für Geophysik. *Перев.*

малиям там, где эквипотенциальная поверхность вогнута кверху. В большинстве случаев на вариометрических картах показываются как линии кривизны, так и стрелки градиента. Линии

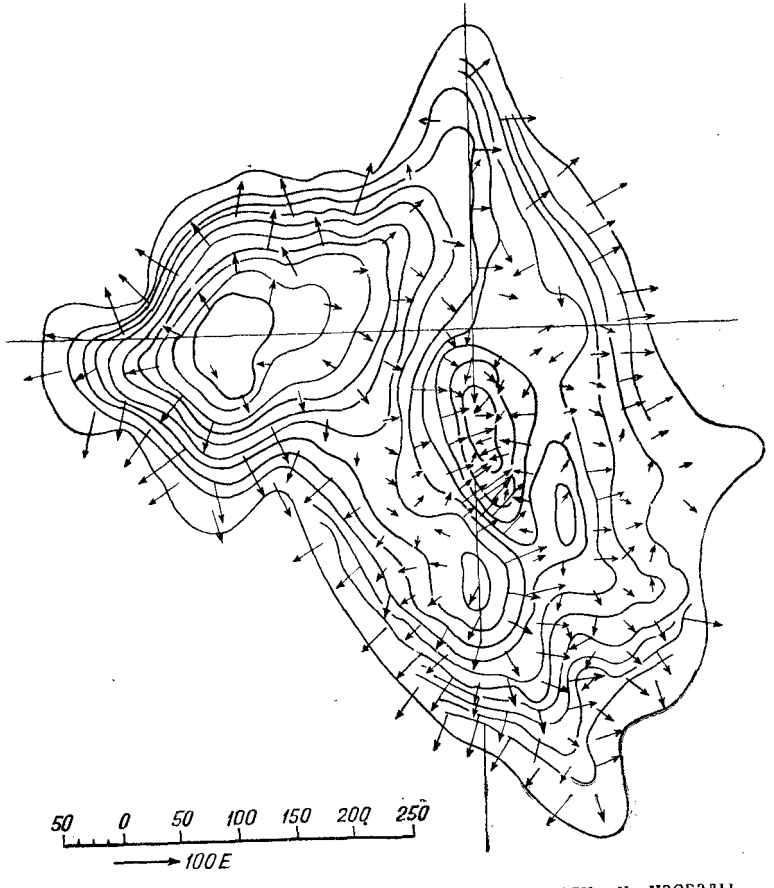


Рис. 23-5. Карта градиентов силы тяжести и изогалы озера Шувалово. (По Нумерову, Z. G.).

кривизны широко применялись в период, когда гравиметрические съемки производились при помощи гравитационного вариометра. В настоящее время эти линии не применяются, так как сам вариометр, благодаря большей скорости и эффективности работ с гравиметром, является устаревшим прибором. *

* В последнее время геофизики считают целесообразным вновь вернуться к работе с вариометрами, так как этим прибором можно более детально изучить аномальное поле. Сконструирован новый прибор — градиентометр, производительность которого значительно выше вариометра. *Ред.*

Поправки к наблюдениям силы тяжести. Необходимо внести ряд поправок к измерениям силы тяжести в полевых условиях для того, чтобы их можно было использовать в геофизической разведке.

Для учета возрастания силы тяжести по направлению к полюсам должна вноситься поправка на широту. Для поправки на превышение над уровнем моря вносится поправка за свободный воздух. Поправка Буге вносится для учета притяжения массы породы между уровнем моря и горизонтом станции. В холмистой местности может возникнуть также необходимость во внесении поправки на влияние рельефа. При внесении поправок на рельеф местности необходимо знать плотность поверхностных пород и топографические неровности дневной поверхности.

После внесения вышеуказанных поправок обычно обнаруживается, что аномалии, обусловленные местными структурами, накладываются на региональные градиенты, связанные с крупными или глубинными изменениями плотности пород. Часто совпадение нескольких больших аномалий, вызванных изменением плотности пород, вызывает появление градиента силы тяжести. Если же эти градиенты не удаляются, то аномалии, обусловленные структурами, могут проявляться в незаметных выступах изолиний, в связи с чем их трудно интерпретировать. Интерпретация значительно упрощается, по меньшей мере для геологов, если региональные градиенты вычитаются. Остающиеся после вычитания градиентов аномалии силы тяжести часто называются «остаточной силой тяжести». Ясно, что к выбору метода для удаления региональных градиентов необходимо подойти с большой осторожностью и серьезностью с тем, чтобы выбранный метод не ликвидировал аномалии, не устранял их полностью или не ввел новые аномалии, которые не существуют в действительности.

Рис. 23-6, 23-7, 23-8 из работы Д. Уилсона (J. Wilson) (392) показывают хорошие примеры эффективности устранения регионального градиента. Рис. 23-6 изображает подземный рельеф месторождения Уэллингтон (Wellington); на рис. 23-7 показано изменение силы тяжести до удаления регионального градиента, а рис. 23-8 изображает остаточную силу тяжести после удаления градиента. Совершенно очевидно, что связь аномалии со структурой становится яснее после удаления градиента. *

* Однако не всегда это так: нередко довольно крупные положительные структурные формы не отражаются на картах локальных аномалий и, наоборот, наблюдающиеся локальные аномалии не всегда соответствуют изменениям в условиях залегания осадочных пород. Более четко положительные структурные формы отражаются на гравиметрических картах, составленных по второй производной силы тяжести. Подробнее об этом см. T. A. Elkins — The second derivative method of gravity interpretation. Geophysics, V. XVI, NI, 1951, p. 29.

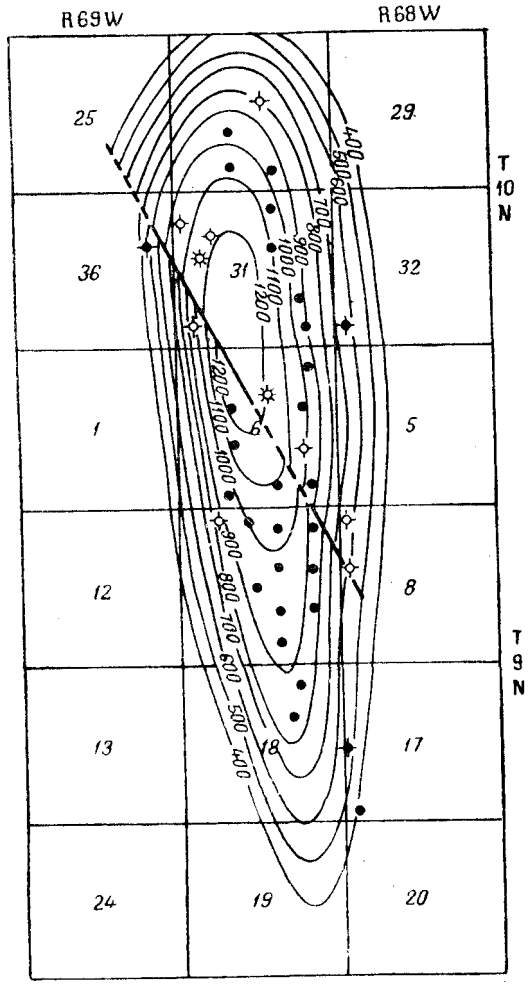


Рис. 23-6. Структурная карта месторождения Уэллингтон, Колорадо. Составлена по песку Мадди. (По Wilson, S. E. G.).

Приборы и методы съемки. В нефтяной геофизике важное значение имеют лишь два типа приборов для гравитационных измерений: гравитационный вариометр и гравиметр. Гравитационный вариометр * был впервые применен в районе Голфкоста в 1922 г. и до 1931 г. был основным прибором, употребляемым для изме-

* Нередко он называется просто вариометром. *Ред.*

рения силы тяжести при геофизических работах; с 1931 г. его начал вытеснять гравиметр. К 1939 г. вариометр вышел из употребления и с тех пор имел лишь очень незначительное применение при специальных исследованиях, требующих большой точ-

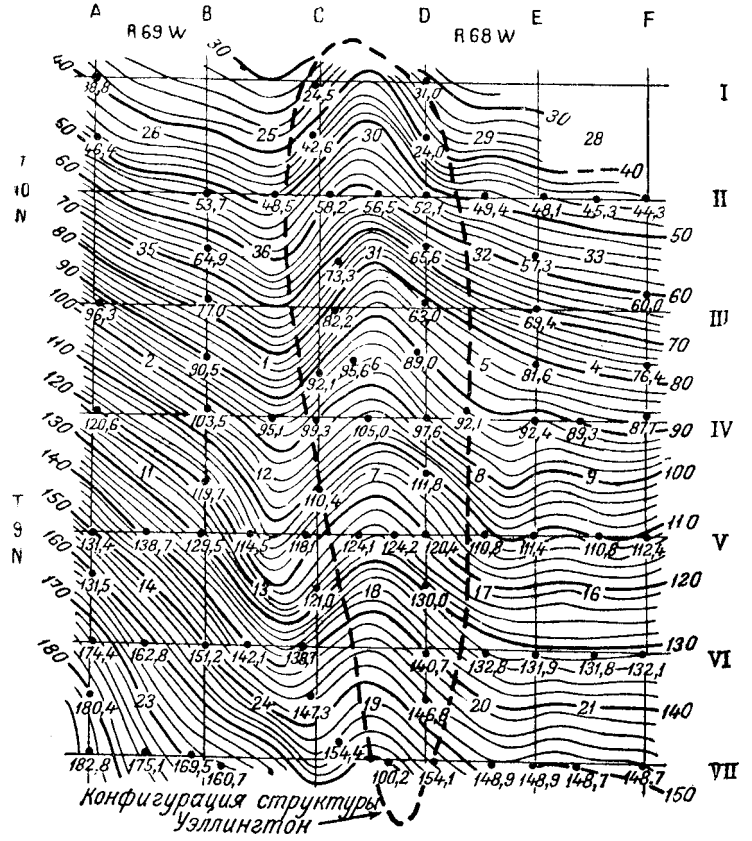


Рис. 23-7. Гравитационная карта района месторождения Уэллингтон, Колорадо. Изоаномалы проведены через 0,1 миллигала. (По Wilson, S. E. G.).

ности. Степень точности вариометра и гравиметра нельзя сравнивать, так как они измеряют разные вещи. Вариометр был заменен гравиметром потому, что съемка с вариометром идет медленнее и стоит дороже, нежели с гравиметром. На одно наблюдение с помощью вариометра требуется 4—5 часов, а при работе с гравиметром затрачивается лишь несколько минут. Стоимость и затрата времени при съемках увеличивается еще в связи с большими и трудными поправками за рельеф местности.

Рис. 23-9 из работы Л. Неттлтона (243) иллюстрирует принципиальную схему вариометра. Он состоит из двух грузов, установленных на различных уровнях и укрепленных на тонкой про-

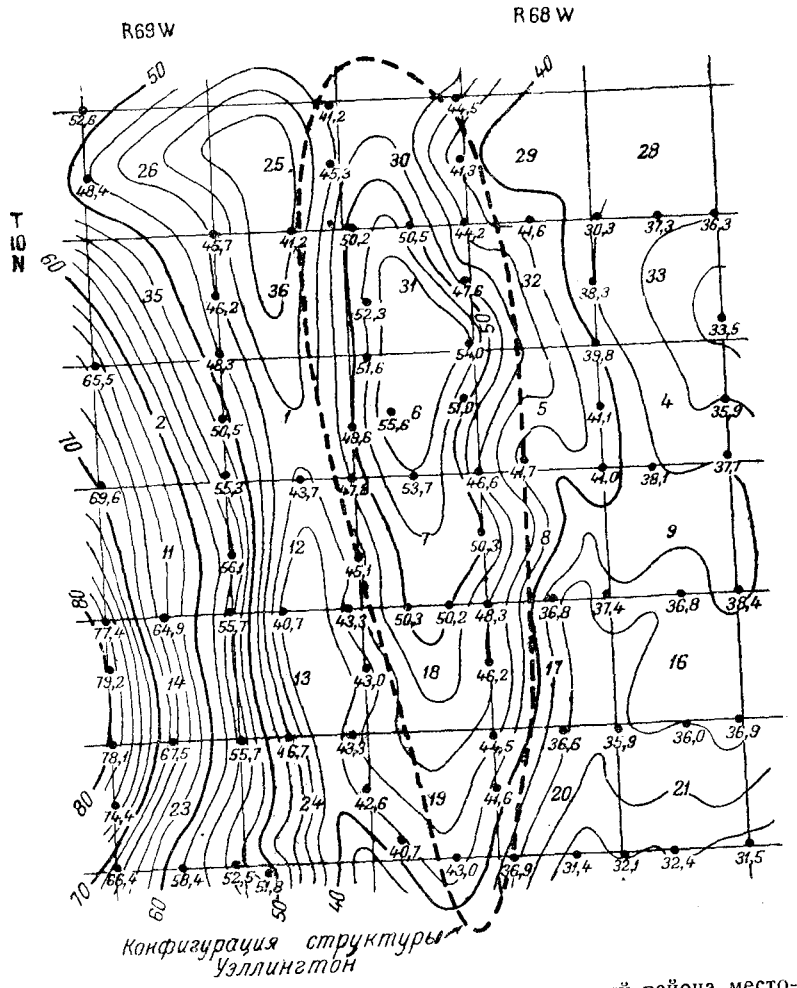


Рис. 23-8. Гравитационная карта локальных аномалий района месторождения Уэллингтон, Колорадо. Изоаномалы проведены через 0,2 миллигала. (По Wilson, S. E. G.).

волоке. Там, где имеется горизонтальный градиент силы тяжести, появляется небольшая сила, стремящаяся повернуть грузы вокруг проволоки. Величина вращающих сил измеряется передви-

жением луча света, отраженного от зеркала, прикрепленного к проволоке. В действительности устройство вариометра гораздо сложнее изображенной схемы, но ввиду того, что он вышел из употребления, нет надобности в его детальном описании. Гравиметр состоит из чрезвычайно чувствительных пружинных весов, которые уравновешивают силу тяжести груза, противодействующего растяжению пружины. * Как вариометр, так и лучшие гравиметры настолько точны, что могут работать в пределах «уровня помех». Вследствие того, что гравиметры показывают относительные изменения силы тяжести и имеют смещение нульпункта, их необходимо периодически возвращать на основные стоянки (контрольные и опорные пункты) для проверки цены деления.

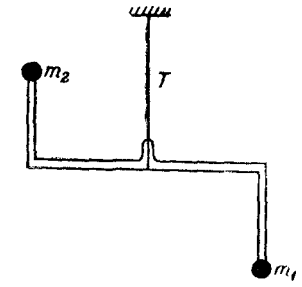


Рис. 23-9. Схема гравитационного вариометра (Nettlton, Mc G—H. B. Co).

Некоторые гравиметрические съемки являются воздушными в том смысле, что приборы при этих съемках переносятся с места на место при помощи вертолетов. Важно заметить, что показания этих приборов берутся не в воздухе, как это имеет место при аэромагнитных съемках, а на земле. Насколько известно, существует лишь еще один вид геофизической съемки, при котором показания берутся непосредственно в воздухе, — это метод измерения интенсивности гамма-лучей, применяемый при разведке радиоактивных руд. При гравиметрических съемках станции располагаются друг от друга на расстоянии в $^1/_2$—2 мили (0,8—3,2 *км*) и обычно размещаются на дорогах. ** При гравиметрических съемках на континентальном шельфе, которые приобрели важное значение в последнее время, необходимо гравиметры помещать на дно океана с тем, чтобы они стояли устойчиво. Погрешности определения превышений точек стоянки прибора должны быть не более 0,5 фута (0,15 *м*). Затраты на определение превышений составляют около $^2/_3$ стоимости гравиметрических съемок.

* Подробное описание существующих гравиметров имеется в книге Л. В. Сорокина — Гравиметрия и гравиметрическая разведка. Гостоптехиздат, 1953, стр. 169—231. *Ред.*

** Густота точек наблюдения зависит от целевого назначения проводимых работ (изучение общего строения, поиски структур, сбросов и т. д.), масштаба съемки и геологического строения площади (характер плотности разреза, наличия соляных куполов). Поэтому в одних случаях расстояние между точками может уменьшаться до 100 *м*, в других увеличиваться до 5—10 *км*. Подробнее об этом см. Инструкцию по гравиразведке с гравиметрами. Госгеолиздат, М., 1952. *Ред.*

Интерпретация результатов гравиметрических съемок. Интерпретация данных гравиметрических съемок осложняется тем, что несколько аномалий могут сливаться вместе. Если несколько масс большей или меньшей плотности влияют на величины силы тяжести в пределах какой-либо площади, то аномалии могут быть смещены и не будут располагаться непосредственно над массами, которые их вызывают; могут возникать даже ложные аномалии. Так, интерференция гравитационных полей нескольких соляных куполов может образовать гравитационный максимум между куполами, где нет никаких антиклиналей и соляных куполов.

Интерпретация данных гравиметрических наблюдений производится в основном тем же способом, что и интерпретация результатов магнитометрических съемок. В действительности в некоторых районах магнитные и гравитационные аномалии очень сходны; как те, так и другие обязаны изменениям в составе и свойствах пород фундамента. Однако существенное различие между ними состоит в том, что в то время как влияние пород осадочного покрова по сравнению с породами фундамента на магнитное поле незначительно, изменение удельного веса только одних осадочных пород оказывает заметное воздействие на величины силы тяжести, измеряемые на поверхности при гравитационной съемке. Поэтому при интерпретациях результатов гравитационных съемок необходимо учитывать влияние как фундамента, так и осадочного чехла, лежащего на нем.

Г. Стоммель (334) дал правило для примерной связи ширины аномалии и глубины возмущающего тела. Глубина залегания тела, вызывающего аномалию, составляет от 0,25 до 0,65 ширины аномалии. Эта ширина определяется так же, как и для магнитных аномалий (см. стр. 513).* Данное правило применяется к возмущающим массам, имеющим более или менее округлую форму. Тонкие, неглубокие, плоско залегающие тела значительного горизонтального протяжения, такие, как погребенные осадки озерных бассейнов и ледниковые отложения, могут вызвать аномалии, которые, если придерживаться указанного выше правила, должны были бы располагаться на значительных глубинах. Однако и в случае интерпретации магнитных данных, ясно, что аномалии, имеющие ширину не более сотни метров, не могут вызываться телами, находящимися на больших глубинах.

Основой интерпретации гравиметрических данных является знание удельных весов пород, развитых как в разрезе осадочного чехла, так и в фундаменте. Удельный вес некоторых наиболее распространенных пород приводится в табл. 23-1.**

* См. примечание к стр. 513. *Ред.*

** Более полные данные имеются в книге Л. В. Сорокина — Гравиметрия и гравиметрические разведки. Гостоптехиздат, 1953, стр. 442. *Ред.*

Таблица 23-1

Удельный вес наиболее распространенных пород

Порода	Удельный вес
Глинистые породы	1,8—2,6
Песчаник	2,0—2,7
Известняк (непористый)	2,7
Доломит (непористый)	2,85
Ангидрит	2,9
Соль (соляных куполов)	2,15—2,2
Кепрок (соляных куполов)	2,6
Гипс	2,3
Гранит	2,65
Диабаз	2,9

Изменения плотности песчаных и глинистых пород обусловлены, главным образом, изменениями их пористости. Обычно как песчаные, так и глинистые породы являются очень пористыми и имеют низкую плотность в начале отложения, но с глубиной погребения и с течением времени с момента их отложения происходит общее увеличение плотности и, соответственно, уменьшение пористости. В действительности колебания удельных весов пород больше, чем это указано в табл. 23-1. Плотности известняков и доломитов изменяются в зависимости от их пористости; во многих случаях эти породы не являются чистыми, а имеют примеси или переслаиваются с другими породами. Поэтому для более надежной интерпретации гравиметрических данных некоторые крупные нефтяные компании практикуют определение удельного веса образцов из буровых скважин.*

Распределение плотностей в стратиграфическом разрезе определяет, чем на гравиметрической карте будут представлены антиклинали: гравитационным максимумом или минимумом, и насколько велики будут эти аномалии. Обычно наблюдается уменьшение среднего удельного веса осадков по направлению кверху, и соответственно этому, антиклинали будут вызывать скорее повышение силы тяжести, чем ее понижение. На рис. 23-10 из работы Стоммеля (334) показаны те площади в США, в пределах которых положительные структурные формы, как правило, отмечаются гравитационными минимумами. В нижней части разреза этих площадей залегает мощная толща соли, которая имеет меньшую плотность, по сравнению с имеющимися в разрезе осадоч-

* Существенную помощь при интерпретации гравиметрических наблюдений оказывают данные о плотности пород, вскрываемых опорными скважинами. Обязательное определение плотностей образцов пород из этих скважин предусмотрено инструкцией на их проведение. *Ред.*

ными породами. Эта толща, вероятно, значительно увеличивает кверху свою мощность или образует в антиклиналях соляные купола протыкания. Еще одной такой областью в США, где антиклинали создают гравитационные минимумы, является территория, расположенная в долине Сан-Джоакин (the San Joaquin Valley) в Калифорнии. В сводах антиклиналей, развитых на этой

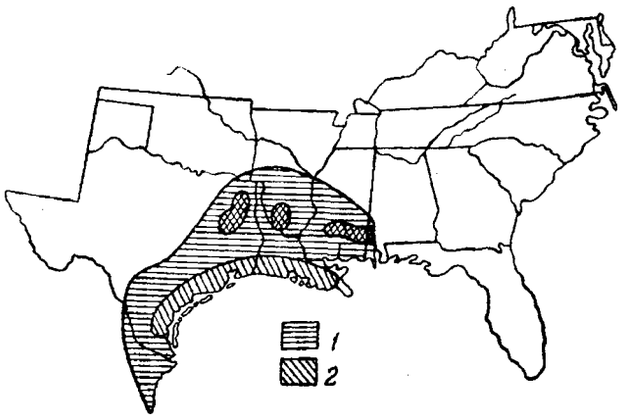


Рис. 23-10. Площадь в Южных Штатах Америки, на которой структурным поднятиям соответствуют гравитационные минимумы. (По Stommel C. S. M.). *

1 — площадь распространения соленосных отложений; *2* — площадь распространения соляных куполов протыкания.

территории, поднимаются глинистые породы, характеризующиеся исключительно низкой плотностью.

Применение и стоимость. Гравиметрическая съемка представляет собой рекогносцировочный метод. Подобно магнитной съемке, она указывает на перспективные площади, но обычно не отражает тектонику настолько подробно, чтобы можно было приступить к бурению скважин без дополнительных работ. Поэтому гравиметрическая съемка проводится для выявления площадей, на которых затем будут проведены детальные сейсмические работы. Если гравиметрическая съемка была проведена с необходимой точностью, то нет необходимости в том, чтобы та же компания повторяла ее. Гравиметрические съемки можно применять для поисков структур там, где разница в плотности пород является достаточной, чтобы разыскиваемого типа структуры вызывали аномалии силы тяжести, величина которых превышала бы точность производимой съемки. Теоретически рифы могут быть обнаружены гравиметрической съемкой при условии наличия резкого контраста плотностей между выступающей частью

* Colorado School of Mines. *Перев.*

рифа и породой, окружающей его, при не слишком глубоком залегании рифа и не сильно расчлененном рельефе местности. При помощи гравиразведки могут быть выявлены рифы, окруженные глинистыми или песчаными породами. В настоящее время результаты гравиметрических съемок над рифами изучены недостаточно, а поэтому нельзя сказать что-либо определенное относительно ценности этого метода поисков рифов. *

Хотя гравиметрические съемки успешно применялись во многих частях мира, наибольшую пользу они, вероятно, оказали в районе Голфкоста. Неглубокий соляной купол является, по-видимому, тем видом структуры, который легче всего обнаруживать при помощи гравиметрии, так как равнинный характер поверхности дает минимум помех, обусловленных рельефом местности. Кроме того, геологическая съемка на такой поверхности, как правило, не дает полноценных сведений о геологическом строении изучаемых площадей. Плотность соли соляных куполов обычно равняется 2,15 или 2,20, что вызывается присутствием в ней некоторого количества ангидрита; плотность кепрока — 2,5—2,6. В прибрежных районах осадочные породы, развитые у поверхности, имеют плотность около 2,0, а на глубине 2,5. Поэтому верхняя часть очень неглубокого соляного купола имеет большую плотность, чем окружающие его осадочные породы. Это вызывается отчасти повышенной плотностью пород кепрока (2,5—2,6), а частично низкой плотностью осадочных пород. В результате над очень мелкими куполами наблюдаются положительные гравитационные аномалии небольших размеров.

Ниже 1000—2000 футов (300—600 *м*) плотность соли меньше плотности окружающих осадков, а потому глубокие купола вызывают только отрицательные гравитационные аномалии. По данным Неттлтона (243) глубокие соляные купола вызывают гравитационные минимумы до 1 *мгл*, большие, но неглубокие купола — до 10 *мгл*, а кепроки соляных куполов вызывают гравитационные максимумы от нескольких десятых долей до 4—5 *мгл*. На рис. 23-11 из работы Д. Бартона (18) изображен гравитационный профиль через соляной купол Дамон Маунд (Damon Mound) в Техасе, отражающий небольшую, но резкую положительную аномалию, образованную высокоплотным кепроком, и широкую отрицательную аномалию, вызванную присутствием соли. Рис. 23-12 из работы Дж. Б. Эби (J. B. Eby) (98) представляет собой вариометрическую карту соляного купола Айова (Iowa) в Луизиане со снятым региональным градиентом. Стрелки градиента оконтуривают гравитационный минимум купола и имеют направление в сторону от него. Сплошными линиями обозначены

* В СССР гравиразведка в комплексе с электроразведкой успешно применялась при поисках рифовых структур в районе Ишимбаева. *Ред.*

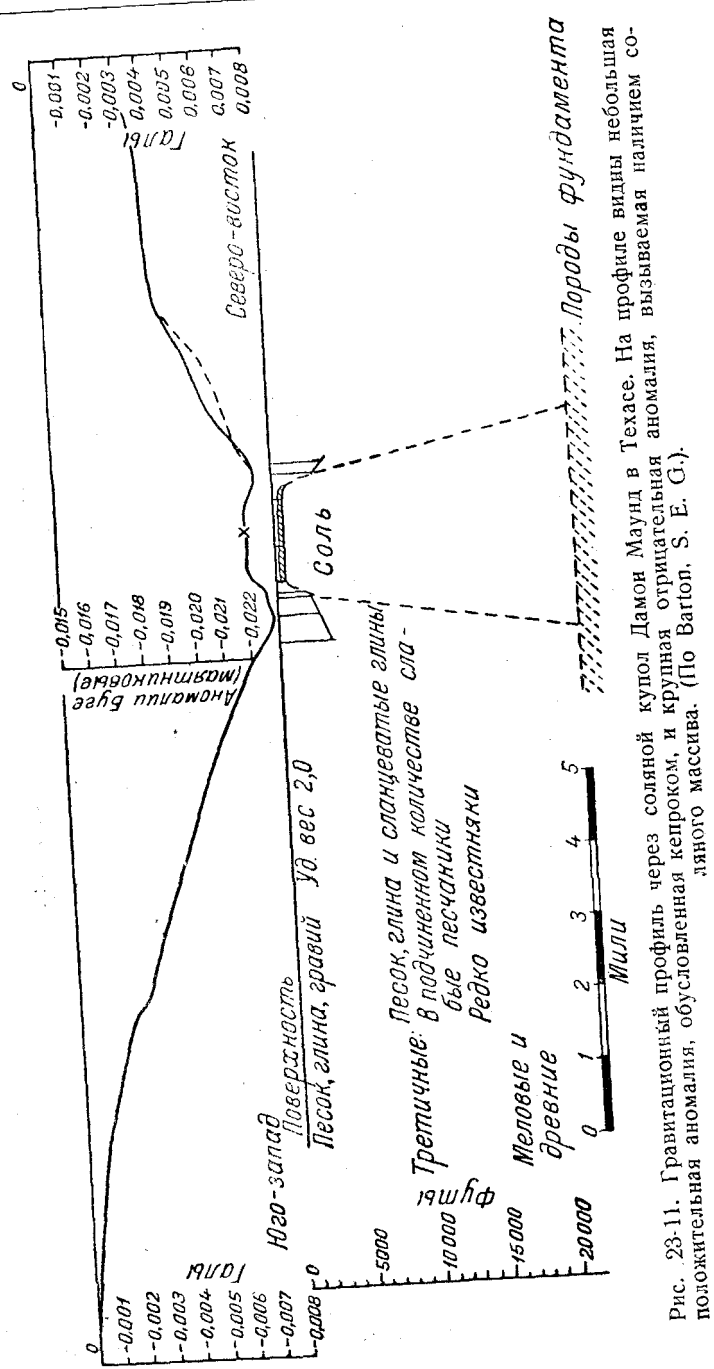


Рис. 23-11. Гравитационный профиль через соляной купол Дамон Маунд в Техасе. На профиле видны небольшая положительная аномалия, обусловленная кепроком, и крупная отрицательная аномалия, вызываемая наличием соляного массива. (По Barton, S. E. G.).

изогалы с сечением в 0,1 *мгл*, вычисленные по данным вариометрических наблюдений. Очерчена также нефтяная залежь соляного купола. В этом случае гравитационный минимум очень близко совпадает с вершиной купола, и скважина, заложенная в центре гравитационного минимума, обнаружила бы нефтяную

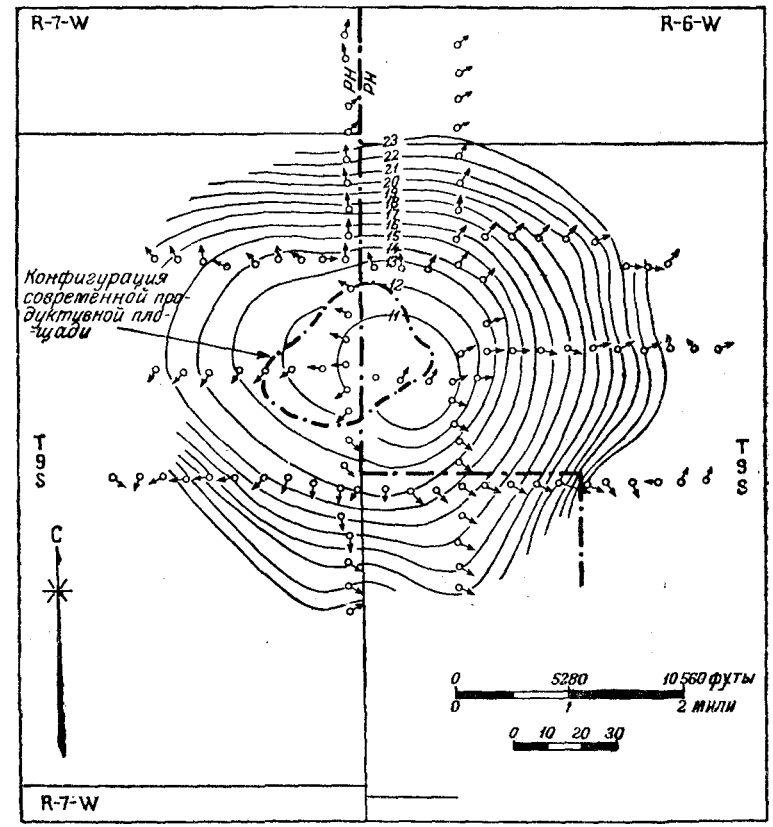


Рис. 23-12. Вариометрическая карта месторождения Айова в Луизиане. (По Eby, S. E. G.).

На карте показаны средние градиенты, исправленные за региональный фон в широтном направлении. Это пример снятия регионального градиента.

залежь. В других случаях гравитационный минимум находится не над куполом, и для выяснения местоположения вершины последнего требуется сейсмическая съемка. Типы максимумов, которые встречаются вне районов развития соляных куполов, приведены на рис. 23-6, 23-7 и 23-8. Необходимо помнить, что многие антиклинали не вызывают гравитационных аномалий и, наоборот,

многие гравитационные аномалии обусловлены изменениями плотности пород фундамента и не связаны с антиклиналями.

Гравиметрическая съемка дешевле сейсмической, но дороже (на единицу площади) магнитной съемки. На гравитационные съемки производится больше денежных затрат, чем на любой другой геофизический метод (за исключением сейсмического). Около $^2/_3$ стоимости всей гравиметрической работы на суше составляет стоимость получения данных о превышении станций, так как последние должны быть определены с погрешностью не более 0,5 фута (0,15 *м*). Стоимость на каждую квадратную милю значительно меняется в зависимости от характера местности и от трудности передвижения по ней. Г. Стоммель (334) считает, что гравитационная съемка 1 *га* при 85 станциях на каждый тауншип стоит около 12,5 центов (5 центов 1 акр). При достаточно хорошей скорости передвижения средняя стоимость каждой станции составляет от 5 до 10 долларов.

Электрические методы

Значение электрических методов. Хотя электрические методы разведки имеют большое значение в открытии рудных месторождений, их применение в разведке на нефть и газ является незначительным. Тем не менее ведутся большие исследования в области усовершенствования электрических методов, и около двух или трех сотен работ было написано по этому вопросу. Во многих из этих работ довольно оптимистично освещаются перспективы рассматриваемых методов. Однако электрическим методам отводится очень незначительная роль в поисках нефти и газа.* Это говорит о том, что к работам новыми или непроверенными геофизическими методами следует подходить критически, так как многие из них описаны энтузиастами данных методов. Одной из причин непрекращающегося интереса и экспериментирования в области электроразведки является огромное разнообразие возможных электрических методов. Можно использовать естественные токи, обусловленные химическими реакциями, теллурические токи неизвестного происхождения, искусственный ток — постоянный или переменный — разных частот, электрическую пульсацию и индукционные или вихревые токи. Были сделаны также попытки измерить электрические отражения от отдельных стратиграфических горизонтов и непосредственно определить местоположение залежи нефти. Благодаря большому разнообразию

* При благоприятных условиях (дифференцированном стратиграфическом разрезе, небольшой мощности покрова новейших отложений и т. д.) с помощью электроразведки можно получить довольно уверенные данные о тектонике исследуемой площади. Электроразведка может решать частные задачи (трассирование сбросов и т. д.). *Ред.*

электрических методов можно надеяться, что будет разработан метод, который окажется ценным при поисках нефти.*

Применяемые и предложенные электрические методы. Геологам необходимо знать электрические методы, которые уже были опробованы и дали положительные результаты потому, что эти методы могут иногда оказаться действительно ценными, а также и потому, что они часто используются для обоснования всякого рода авантюр и полунаучных измышлений. Геолог может убедить администраторов компании, обманутых подобными проектами, в бесполезности этих проектов; для этого необходимы основательные знания электрических методов.

Электрическое сопротивление

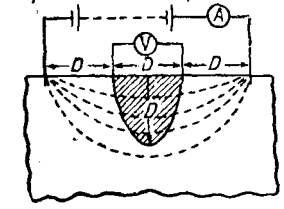


Рис. 23-13. Схема расположения электродов при разведке по методу Вернер-Гиш. (По Kemp. Bulletin of A. and M. College of Texas.).

Самопроизвольные электрические токи, образующиеся в сульфидных сернистых рудах, используются в горной промышленности для выяснения местоположения этих руд, но, к сожалению, токи данного типа не связаны с нефте- и газоносными структурами. Поиски некоторых руд производятся непосредственно по их различному сопротивлению. Применение измерений сопротивления в разведке на нефть связано с большими трудностями, так как необходимы значительно большие глубины проникновения и, кроме того, мощность измеряемых свит или пластов является относительно небольшой по сравнению с глубиной их залегания.

Измерения сопротивления обычно производятся путем использования двух питающих электродов и двух электродов, в которых измеряется потенциал. Применяются различные устройства электродов, но то, которое изображено на рис. 23-13, взятом из работы Г. Кемпа (G. Kemp) (182), употребляется довольно часто, так как оно дает возможность сравнительно легко производить вычисления. Расстояние между измерительными электродами равно расстоянию между ближайшим измерительным и питающим электродами. На основании измерений потенциала и силы тока можно вычислить сопротивление заштрихованной части, изображенной на рисунке. По мере того как увеличивается расстояние между питающими электродами, глубина проникновения возрастает; используя формулу, теоретически можно рассчитать изменения в сопротивлении на разной глубине. Перенося электроды по поверхности на разные расстояния, можно

* Значительные перспективы имеет применение метода теллурических токов. *Ред.*

сравнить сопротивления различных площадей на одной и той же глубине. Несмотря на то, что с точки зрения теории это приспособление является довольно перспективным, практически оно не имеет большой ценности для поисков как самой нефти, так и нефтяных структур. Одной из причин этого является малая глубина проникновения; другая причина заключается в том, что сопротивление пород, которое принято при теоретических расчетах считать одинаковым, в действительности оказывается в высшей степени непостоянным. Так изменения сопротивления в породах вблизи приборов затушевывают изменения, связанные с сопротивлением более глубоких слоев. *

Часто высказывается предположение о том, что радиоволны или радиоволны вторичного излучения (радар) можно было бы использовать в нефтяной разведке. К сожалению, радиоволны и волны вторичного излучения имеют очень малое проникновение в осадочные породы, и геофизики считают, что по этой причине их нельзя будет использовать в нефтяной разведке.

Недостаточное проникновение и недостаточное разложение на составные элементы (т. е. невозможность измерения тонких пластов) действительно являются двумя наиболее существенными недостатками электрических методов структурной разведки. Высказывалось предположение, что при благоприятных обстоятельствах на небольших глубинах электрические методы могли бы указывать на нефть и газ непосредственно по разнице в сопротивлении нефти и воды. Но мы не знаем случая, когда нефтяное или газовое месторождение было бы выявлено подобным образом.

Метод измерения разницы потенциалов теллурических токов лишен основного недостатка всех остальных электрических методов — малой глубины проникновения. Теллурические токи полностью проходят через осадочный покров и падение потенциала больше там, где мощность чехла, сложенного осадочными породами с низким сопротивлением, уменьшается, и породы фундамента поднимаются ближе к поверхности, как это имеет место в сводах антиклиналей или соляных куполов. Таким образом, путем простого измерения разности потенциалов на поверхности можно получить некоторые данные о структуре. На рис. 23-14, взятом из работы Э. Блоссомса (E. Blossoms) и Ю. Леонардона (E. G. Leonardon) (39), изображены изменения потенциала теллурических токов над соляным куполом Хейнсвилл (Haynesville). Аномалии отчетливо оконтуривают купол, и хотя в этом случае купол является неглубоким, совершенно очевидно, что глубокий купол можно было бы также выявить данным методом.

* Советскими геофизиками рассчитаны палетки, позволяющие довольно уверенно интерпретировать данные электрозондирования и электропрофилирования. *Ред.*

Г. Стоммель (334) считает, что разведка при помощи теллурических токов может стать важным поисковым методом.

Ценность и перспективы электрических методов разведки. Несмотря на различные недостатки электрических методов разведки нефтяных и газовых структур, совершенно очевидно, что в неко-

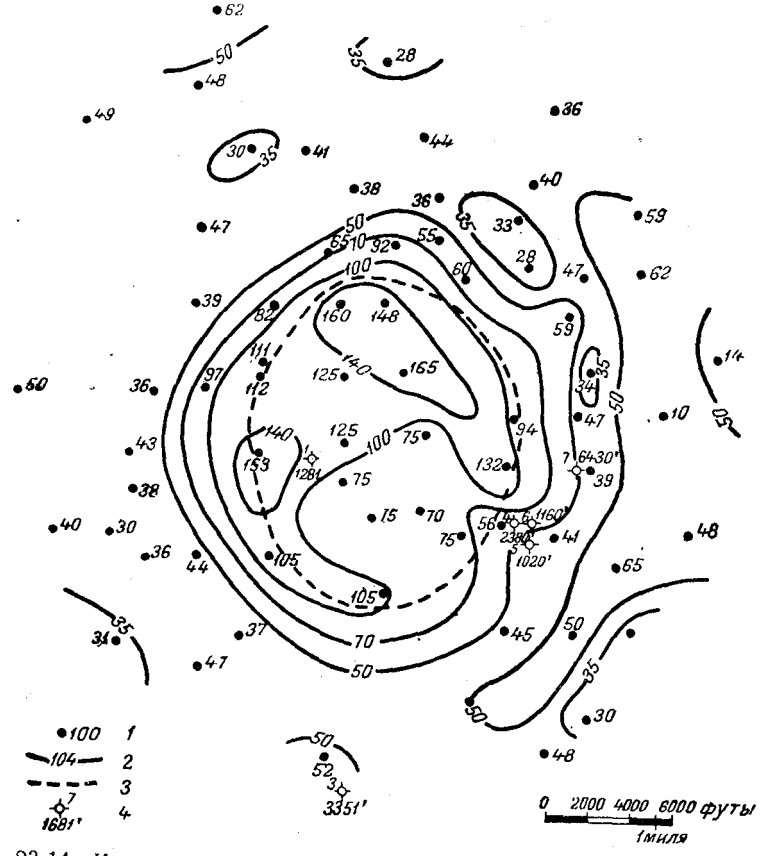


Рис. 23-14. Карта аномалии потенциалов над соляным куполом Хейнсвилл в Техасе. (По Blossoms and Leonardon, S. E. G.).

1 — станция и относительная величина напряжения земного поля; *2* — линии равной величины напряжения земного поля; *3* — примерные границы купола по геологическим данным; *4* — скважина и ее глубина.

торых случаях нефте- и газоносные структуры можно выявить с помощью этих методов. Однако большинство методов, давших подобные результаты, сравнивались по стоимости с гравиметрическими или сейсмическими методами, которые дают более точные или надежные результаты и чаще являются более эффектив-

ными. Тем не менее, не исключена возможность, что в будущем появится какой-либо более эффективный электрический метод. По-видимому, рекогносцировочные методы, так же, как например метод измерения теллурических токов, являются более перспективными, чем слишком детальные методы.

Геотермические методы

Хотя геотермические методы не применялись в нефтяной и газовой разведках, исследования показывают, что на многих площадях существует определенная связь между геотермическими градиентами и антиклинальной структурой. Поэтому геотермические измерения можно было бы использовать в нефтяной и газовой разведке, и было бы небезынтересно рассмотреть, могут ли геотермические методы конкурировать с другими видами геофизической разведки. Геотермический градиент представляет собой степень возрастания температуры с глубиной. Геотермический градиент можно выражать различными способами; в США он обычно дается в количестве футов на градус F. Величины градиентов изменяются от менее 30 футов до более 100 на градус F. Подземные температуры можно было бы изображать на картах в виде средних градиентов в футах на градус F с помощью изолиний, показывающих температуру на данной глубине, или горизонталей, изображающих превышение над уровнем моря изогеотермических поверхностей, т. е. поверхностей с одинаковыми подземными температурами. Последний способ, очевидно, является наилучшим там, где будет проводиться сравнение между структурой и геотермическими аномалиями.

Связь между структурой и геотермическими аномалиями рассматривается в работах С. Ван Орстранда (C. E. Van Orstrand) (368, 367, 366) и Э. А. Николса (E. A. Nichols) (248). Этот вопрос рассматривается также в сборнике статей и некоторых работах Американского Нефтяного Института (the American Petroleum Institute) (146). На рис. 23-15 из работы Ван Орстранда (366) показана связь между геотермической аномалией и структурой на нефтяном месторождении Солт Крик (Salt Creek) в Уайоминге. Несомненно, между ними существует поразительное сходство. В общем, изогеотермические поверхности поднимаются над антиклиналями, и изменение числа футов на градус с глубиной меньше на более высоких частях структуры. Иногда не существует геотермической аномалии, связанной с антиклиналями; в то же время в других случаях изогеотермические поверхности поднимаются по направлению к своду антиклинали гораздо быстрее, нежели пласты пород.

Причина существования более высоких температур на антиклиналях по сравнению с температурами на той же глубине вне

антиклиналей не совсем ясна. Возможно, это объясняется, с одной стороны, более высокой теплопроводностью пластов параллельно напластованию и, с другой, — тем, что в антиклиналях породы фундамента, обладающие более высокой теплопровод-

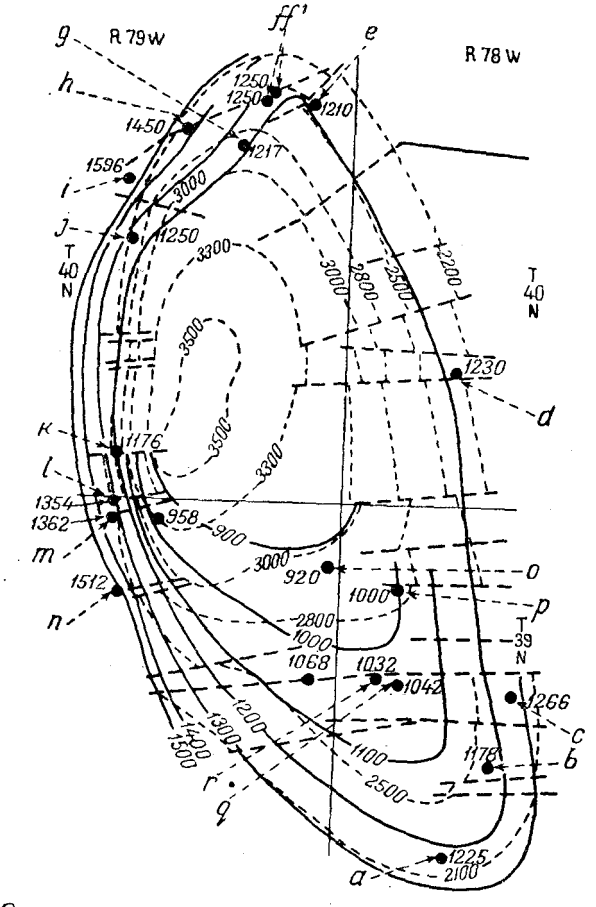


Рис. 23-15. Связь между структурой и геотермической аномалией на нефтяном месторождении Солт Крик в Уайоминге. Прерывистыми линиями показаны стратоизогипсы „второго песка" Уолл Крик, а сплошными линиями — глубина, на которой температура пород равна 80° F. (По Van Orstrand, A. A. P. G.).

ностью, находятся ближе к поверхности. В случае соляных куполов температуры выше над куполом вследствие большей теплопроводности соли.

Вопрос об использовании геотермических съемок для поисков структур в нефтяной разведке зависит от стоимости картирова-

ния аномалий и от того, насколько точной по сравнению с другими геофизическими методами такой же стоимости будет интерпретация. Вероятно, возникнет необходимость в бурении мелких скважин на глубину по меньшей мере 50—200 футов (15—60 *м*) для того, чтобы проводить измерения и выявлять аномалии.

Потребуются большие экспериментальные работы для того, чтобы определить, даст ли этот метод данные, которые нельзя получить с меньшими затратами при помощи других геофизических методов. Еще один возможный геотермический метод состоит в построении карт, отражающих изменение в количестве теплоты, достигающей поверхности земли в данное время на единицу площади. Практически ничего неизвестно о возможной ценности этого метода, так как в опубликованных работах указаны данные о 20 пунктах на всей поверхности Земли, где измерялась величина поступающего тепла. *

Поверхностные радиоактивные измерения

Измерения радиоактивности на земной поверхности очень эффективны при поисках радиоактивных руд. В разведке на нефть и газ они имеют особое, но [пока] ограниченное применение. Согласно некоторым наблюдениям У. Л. Рассела (305), поверхностные радиоактивные измерения могут оказать помощь при интерпретации радиоактивных разрезов скважин и для определения того, какие свиты и горизонты можно коррелировать по радиоактивности в разрезах мелких структурных скважин. Поверхностные радиоактивные измерения могут также иметь незначительное применение как средство, помогающее при полевой геологической съемке в идентификации опорных горизонтов и свит. Были сконструированы приборы, которые могут измерять радиоактивность пород во время переноса их как при обычной ходьбе, так и при передвижении на различных скоростях; эти же приборы могут производить измерения в воздухе. ** Практически все радиации, измеряемые при съемках на поверхности, порождаются первыми метрами почвы или породы, и главное влияние имеют лучи из самого верхнего слоя, мощностью до 0,5 *м*.

Целый ряд ошибочных заявок был сделан в последнее время относительно ценности поверхностных измерений интенсивности

* Советский читатель найдет ценные сведения о геотермике, ее значении и способах использования в целях нефтяной геологии в ст. М. Ф. Белякова. «Геотермические наблюдения». Спутник полевого геолога-нефтяника, т. II, Гостоптехиздат, 1954, стр. 146.

** Советскими специалистами сконструирована комбинированная геофизическая станция, при помощи которой можно одновременно производить аэромагнитную и аэрорадиоактивную съемки. *Ред.*

гамма-лучей для непосредственного определения местоположения залежей нефти или газа. Все поддающиеся измерению количества гамма-, бета- и альфа-лучей, порождаемые нефтью, газом и связанными с ними пластами, поглощаются породами задолго до того, как они достигают поверхности, и заявления о том, что некоторые из этих лучей могут быть измерены после прохождения через толщу пород такой большой мощности, представляют собой явную бессмыслицу. Совсем недавно в литературе были описаны аномалии в поверхностной радиоактивности над нефтяными месторождениями. В настоящее время исследуются особенности этих аномалий. *

* По сообщению Ф. А. Алексеева, в результате работ, проведенных в СССР по изучению радиоактивных полей над нефтяными месторождениями, установлено, что непосредственно над залежью наблюдаются минимумы, а в зоне контура — повышенная радиоактивность. *Ред.*

Глава 24

СЕЙСМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Роль сейсмических методов в разведочном комплексе

Среди всех геофизических методов разведки сейсмические методы имеют, пожалуй, наибольшее значение. На сейсмическую работу затрачивается гораздо больше средств, чем на все другие виды геофизических съемок, и количество нефтяных и газовых залежей, открываемых при помощи сейсмических методов, намного превосходит число залежей, обнаруживаемых с помощью других методов. Это не означает, что другим методам нет места в комплексе геофизической разведки. Однако другие методы по своей природе и результатам являются рекогносцировочными, в то время как при помощи сейсмических методов можно получить довольно детальные данные о геологическом строении разведываемой площади и составить относительно точные карты, на основании которых можно выбрать наиболее перспективные точки для заложения поисковых скважин. После того как предварительная геофизическая разведка закончена, другие методы уходят со сцены и заключительным процессом в геофизической разведке является сейсмический.

История развития сейсморазведки

Идея сейсмической съемки возникла за границей. В 1923 г. Сейсмическое Общество, организованное в Германии Минтропом (Mintrop), начало работы в Мексико и на Техасской прибрежной равнине. В то время, когда начались геофизические работы в районе Голфкоста, нефтяная промышленность этой области переживала депрессию вследствие трудностей, связанных с поисками соляных куполов. По данным Е. Е. Розэра (E. E. Rosaire) (286), за время с 1917 по 1924 гг. пробуренными с целью поисков соляных куполов 675 скважинами общей стоимостью в 20 000 000 долларов был обнаружен всего лишь один соляной купол. С помощью сейсмического метода преломленных волн первый соляной купол в Голфкосте был открыт в 1924 г. и с 1924 по 1929 гг. этот метод на территории Голфкоста стал преобладающим среди других разведочных методов. Следующим важным этапом в развитии сейсморазведки было освоение в 1926—30 гг. метода отраженных волн. *

Основные принципы измерений глубин с помощью сейсмических методов

Отражение. Применение сейсморазведки основано на различии в акустических или звукопередающих свойствах пород неодинакового состава. Упругие волны или колебания отражаются от тех поверхностей, вдоль которых происходит резкое изменение упругих свойств. Наличие таких отражений от контактов тел с разными физическими свойствами открывает возможность применения сейсморазведки по методу отраженных волн. Известно, что отражения возникают на поверхностях, разделяющих породы, скорости упругих волн для которых различны. ** Однако это ни в коей мере не говорит за то, что все подобные контакты вызывают заметные отражения. Хорошие отражения по большей части получаются от контактов, в которых порода с более высокой скоростью [прохождения волн] является подстилающей, как, например, контакт глинистой породы с нижележащим известняком. Отражения возникают также и на контактах, где подстилающей является порода с меньшей скоростью. Ясно, что отражения, используемые при работе методом отраженных волн, скорее всего возникают в разрезе, состоящем из чередования твердых и мягких пород, таких как глинистые породы, известняки и доломиты, чем в разрезе, сложенном породами, обладающими почти одинаковыми свойствами. Тем не менее, иногда не удается получать удовлетворительные отражения в пределах разрезов, состоящих из чередования глинистых пород, известняков и песчаников, хотя такие разрезы, по-видимому, являются идеальными для образования хороших отражений. Причина отсутствия хороших отражений в подобных случаях не всегда ясна, однако установлено, что отражающие пласты должны иметь мощность, по меньшей мере равную 25—50 футам (7—15 *м*), и что отражающие поверхности не должны быть слишком неровными. *** Откло-

* В СССР еще в 1923 г. был выдан патент В. С. Воюцкому на изобретение метода отраженных волн, но промышленное применение этого метода при поисках залежей нефти началось лишь с 1935 г. Метод преломленных волн применялся в СССР с 1928 г.; начиная с 1939 г., он подвергся коренному пересмотру и был разработан корреляционный метод преломленных волн, имеющий большие преимущества перед другими методами. Подробнее см. Г. А. Гамбурцев, Ю. В. Ризниченко, Н. С. Берзон и др. Корреляционный метод преломленных волн. Изд. АН СССР, 1952.

** Точнее — акустические жесткости которых различны. *Ред.*

*** *Мощность пластов и неровность отражающей поверхности не может* рассматриваться оторвано от длины сейсмической волны. Чем выше частоты регистрируемых волн, тем более зеркальной должна быть поверхность. *Ред.*

нения в 50 футов (15 *м*) на поверхностях будут, очевидно, портить отражения даже в том случае, если другие условия являются благоприятными. Неровность верхних поверхностей известняковых рифов, очевидно, является главной причиной отсутствия хороших отражений.

Частота и длина волн. Несмотря на то, что волны различных типов образуются в результате взрыва динамита во взрывной скважине, в сейсмической разведке используются лишь волны сжатия или продольные волны. * В случае продольных волн растяжение и сжатие следуют друг за другом, и каждая частица породы перемещается на очень незначительное расстояние по направлению к источнику волн и обратно от него. Каждая волна состоит из довольно отчетливо выраженной последовательности колебаний, которые называются циклами. Частота выражается числом циклов, которые проходят данную точку за каждую секунду. Волны, имеющие наибольшее значение для сейсмической разведки, имеют частоты от 20 до 80 циклов [герц] в секунду. Периодом является время, которое необходимо для того, чтобы один полный цикл прошел через данную точку. Расстояние между соответствующими точками циклов различных волн составляет длину волны. Длина волны является произведением периода, умноженного на скорость. Там, где скорость остается одинаковой, длина волны прямо пропорциональна периоду и обратно пропорциональна числу циклов в секунду. Чем меньше длина волны, тем быстрее поглощаются сейсмические волны, и чем длиннее путь, который волны проходят через породу, тем больше их средняя длина.

Фронт волны и пути лучей. Фронт волны определяется у Х. Р. Торнбэрга (H. R. Thornburgh) (347) как поверхность, проходящая через наиболее продвинутые положения, достигаемые нарушением в каждом отдельном случае. Согласно принципу Гюйгенса, каждую точку на фронте волны можно рассматривать как источник новых волн. Еще одним важным понятием является луч, который представляет собой линию, нормальную к фронту волны; принято считать, что между двумя точками волны распространяются по направлению луча. Согласно принципу Ферма (De Fermat) лучи всегда проходят между двумя точками по пути, для прохождения которого требуется наименьшее количество времени. Это означает, что в среде с различными сейсмическими скоростями лучи будут изогнуты или искривлены.

На рис. 24-1 из работы Х. Р. Торнбэрга (347) дана диаграмма фронта волн первоначального импульса. Положение фронта

* Проведенными в последнее время исследованиями установлено, что для целей сейсморазведки весьма перспективно использование возникающих при взрыве поперечных волн. *Ред.*

волны показано в интервалах в $^1/_{10}$ сек. Так как луч нормален к фронту волны, то можно определить направление луча от места взрыва до любой точки на поверхности. Две пунктирные линии показывают лучи, достигшие точек *A* и *B*. Положение фронта волны, изображенное на рис. 24-1, является основой для сейсмических методов преломленных волн.

Сейсмические скорости. Средние скорости прохождения упругих волн через породы возрастают с глубиной; скорость возрастания изменяется в зависимости от типа развитых пород и

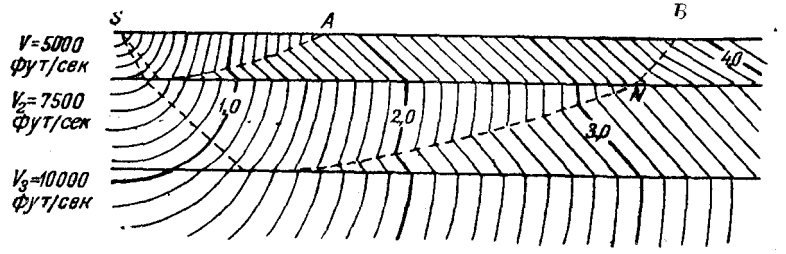


Рис. 24-1. Фронт волны и сейсмические лучи. (По Thornburgh, A. A. P. G.).

других условий. На некоторых площадях коэффициент возрастания составляет от 0,2 до 0,5 *м/сек* на каждый метр глубины. *

Ввиду того что скорости распространения волн в породах одного и того же состава зависят от глубины их залегания, для сравнения следовало бы пользоваться данными о скоростях распространения на поверхности или на определенной глубине. Очевидно, данные о скоростях, приводимые в литературе, взяты с различных глубин, что и является причиной больших колебаний значений скоростей для одного и того же типа породы. Большие изменения также возникают при цементации и уплотнении обломочных пород. Чем тверже, тяжелее, более сцементированными и более уплотненными становятся обломочные породы, тем выше их сейсмическая скорость. Так, например, среди обломочных пород аллювий имеет самую низкую сейсмическую скорость, а кварцит и глинистый сланец — самую высокую. Сейсмические скорости, параллельные напластованию, на 10—50% выше скоростей по направлениям, пересекающим слоистость.

* При рассмотрении вопроса о возрастании скоростей с глубиной необходимо иметь в виду следующее: 1) сравнивать следует скорости лишь для пород одного и того же литологического состава, 2) вследствие того что модуль Юнга возрастает по мере уплотнения пород, которое особенно резко изменяется в верхней части разреза, степень возрастания скоростей неодинакова: в верхней части она значительно больше, чем в нижней, 3) в верхней части, в зоне выветривания, ввиду незначительной степени уплотнения пород, фиксируются самые низкие скорости; их величина сильно зависит от влажности пород. *Ред.*

Сейсмические скорости некоторых пород и других веществ даны в табл. 24-1.

Эта таблица содержит сильно схематизированные данные (например, пески объединены с песчаниками), нередко отличающиеся от данных, накопленных советскими сейсморазведчиками. Поэтому она заменена таблицей, заимствованной из книги И. И. Гурвича — Сейсморазведка. Госгеолтехиздат, 1954.

Таблица 24-1

Порода или среда	Скорость, *м/сек*	
	от	до
Воздух (в зависимости от температуры, давления и ветра)	300	350
Почвенный слой, выветренный	100	500
Гравий, щебень, песок сухой	200	800
Суглинок	300	900
Песок влажный	600	1800
Глина	1200	2500
Вода (в зависимости от температуры и солености)	1430	1590
Песчаник рыхлый	1500	2500
Песчаник плотный	1800	4000
Мел	1800	3500
Сланцы глинистые	2700	4800
Известняк, доломит плотный	2500	4000
Гипс, ангидрит	3500	4500
Мергель	2000	3500
Лед	3100	3600
Соль каменная	4200	5500
Гранит	4500	6500
Метаморфические породы	3500	6500

Скорость распространения сейсмических волн в песчаниках обычно несколько выше скорости распространения в смежных глинистых породах. Скорость распространения волн в соли куполов выше скорости распространения в прилегающих к соляному штоку осадках, что является одной из причин довольно легкого обнаружения неглубоких куполов методом преломленных волн.

Единицы, термины и определения

Ввиду того что при описании сейсмических работ часто употребляется целый ряд терминов, необходимо остановиться на их значении. Операции начинаются с взрыва заряда динамита в пробуренной для этой цели скважине, которая называется взрывной скважиной. Место взрыва называется пунктом взрыва. Возле поверхности существует неглубокая зона, называемая зоной выветривания, мощностью 5—50 футов (1,5—15 *м*), в которой сейсмические скорости чрезвычайно низки. В данном случае термин «зона выветривания», применяемый в сейсмологии, не полностью соответствует зоне выветривания, как она обычно понимается в геологии; в сейсмологии он обозначает зону низкой сейсмической скорости [зону малых скоростей]. В некоторых местах основание этой зоны тесно связано с положением зеркала грунтовых вод. Медленно движущаяся поверхностная волна с поперечными колебаниями, называемая грунтовым валом, * выходит из пункта взрыва. Так как поверхностная волна мешает регистрации сейсмических колебаний, идущих от более глубоких слоев, то обычно регистрирующие аппараты приходится размещать таким образом, чтобы поверхностная волна приходила до или после поступления волн, которые желательно записать. Влияние интерференции, обусловленной поверхностной волной, также часто уменьшается отфильтровыванием колебаний ненужной частоты. Приборы, служащие для превращения сейсмической энергии в электрический ток, который можно записать, называются геофонами (geophones), улавливателями (pickups), детекторами, приемниками или сейсмографами. ** При регистрации волн их помещают на поверхности земли. «Размахом» (a spread) называется группа сейсмоприемников, размещенных в линию возле пункта взрыва. Величиной «размаха» является расстояние, которое занимает линия сейсмоприемников. Иногда «размах» сейсмоприемников называют установкой. ***

«Разорванная» установка означает, что сейсмоприемники находятся по обе стороны от пункта взрыва; при «односторонней» установке они располагаются только лишь по одну сторону, а при ответвленной установке взрывная скважина не находится на линии сейсмоприемников. **** Каждая линия на сейсмограмме

* Различают прямую продольную волну, распространяющуюся вдоль поверхности земли, и поверхностную волну, распространяющуюся также вдоль поверхности с небольшой скоростью 200—1000 *м/сек*. *Ред.*

** В отечественной литературе ранее употреблялся термин «сейсмограф»; в настоящее время эти приборы называются сейсмоприемниками. В дальнейшем мы будем пользоваться последним термином. *Ред.*

*** В практике советских сейсморазведчиков это называется стоянкой или базой сейсмоприемников. Ранее называлась установкой. *Ред.*

**** Различают 3 типа профилей: а) продольный — когда взрывная скважина и сейсмоприемники располагаются на одной прямой, б) непродольный — сейсмоприемники, расположенные не на одной прямой с пунктом взрыва, и в) дуговой — сейсмоприемники находятся на дуге окружности, центром которой является пункт взрыва. Расположение сейсмоприемников по отношению к пунктам взрыва на продольных профилях зависит от принятой системы профилирования. Подробнее об этом см. Л. В. Сорокин, Л. А. Рябинкин и др. Курс геофизических методов разведки нефтяных месторождений; И. И. Гурвич. Сейсморазведка. Госгеолтехиздат, М., 1954; А. Н. Федоренко. Сейсмическая разведка в нефтяной промышленности. Прикладная геофизика, вып. 7, Гостоптехиздат, 1950 и др. *Ред.*

представляет собой запись, сделанную одним сейсмоприемником. «Шагом» является разница во времени между записыванием отражений на соседних линиях. Шаг тем больше, чем больше наклон отражающей поверхности, хотя до некоторой степени шаг имеется даже в том случае, если отражающие пласты являются горизонтальными.

При работе методом отраженных волн * записываются отраженные волны и время между их приходом и взрывом заряда измеряется очень точно. При работе методом преломленных волн время прихода первых импульсов любого типа или первых импульсов от каждого из пластов с относительно высокой сейсмической скоростью измеряется при определенном расстоянии от взрывной скважины. Веерообразный метод является особым видом метода преломленных волн, применяемым при поисках неглубоких соляных куполов. При этом методе измеряется средняя скорость прихода первых волн по различным радиусам от одной и той же взрывной скважины. Непрерывное профилирование является одним из видов работы методом отраженных волн, при котором стоянки сейсмоприемников устанавливаются вдоль линии профиля без перерывов в отражениях. Для этого требуется дважды производить взрыв или двойную стоянку на поверхности потому, что протяженность отражений в отражающем горизонте равна всего лишь половине длины стоянки сейсмоприемников.

Крестовое сейсмозондирование представляет собой систему, при которой остаются перерывы между точками зондирования. При корреляционном методе записи отражений от взрывных скважин, находящихся на некотором расстоянии друг от друга, сравниваются или коррелируются ** в основном таким же способом, как и каротажные диаграммы скважин. Определение падения пластов (dip shooting) является одной из модификаций метода отраженных волн, проводимой с целью выяснения элементов залегания пород. Измеряются падения и на основании полученных данных об элементах залегания производится интерпретация данных о структуре. Искусственный отражающий горизонт — фантом (phantom) является предполагаемым или воображаемым опорным горизонтом, по которому проводятся изогипсы для того, чтобы показать результаты определения падения пород. Многократными отражениями, или реверберациями, являются отражения, которые отразились более, чем один раз. Часто их бывает очень трудно идентифицировать. В мощных толщах

* Автор употребляет термин «отраженная стрельба» — reflection shooting. В практике советской сейсморазведки этот метод называется методом отраженных волн. В дальнейшем употребляется последний термин. *Ред.*

** Этот метод не имеет ничего общего с разработанным в СССР корреляционным методом преломленных волн. *Ред.*

волны могут отражаться от подошвы, затем от кровли и вновь вторично от подошвы. Аналогичные реверберации могут идти от основания зоны выветривания и земной поверхности или от поверхности любого пласта. Ясно, что если эти многократные отражения не будут узнаны, то при интерпретации могут быть допущены значительные ошибки.

Полевая партия

Производство сейсмической съемки является довольно сложным процессом, которым занимается значительное число людей, приборов, грузовиков и других транспортных средств. Начальник партии несет ответственность за всю группу; он должен знать методику проведения сейсмических работ и уметь интерпретировать полученные данные. Лицо, ведающее получением пропуска (a permit man), обеспечивает разрешение на ведение съемки на участке, если работа будет производиться в стороне от дорог, или ведет переговоры с властями округа о получении разрешения на произведение взрывов на дорогах. * Для бурения взрывных скважин используется легкая буровая установка; вода для бурения и заполнения скважин подвозится на грузовике.

Обычно записи ведутся и проверяются в поле. При сейсмических операциях на континентальном шельфе, где не бурятся взрывные скважины, партия помещается на судне, и местоположения определяются с помощью шорана или радара, ** или же посредством бакенов (местоположение которых точно известно), посылающих радиосигналы в момент, когда их достигают колебания от взрывов. Для проведения сейсмической разведки методом преломленных волн в Западном Техасе полевая партия может состоять из 40 или 50 человек. В полевой партии, ведущей съемку по методу отраженных волн, может быть занято до 20 человек.

Приборы

В современной сейсмической разведке (производимой в целях поисков структур) функции сейсмографа, используемого для записи волн, были поделены между двумя отдельными видами

* В СССР, где земля не является частной собственностью и разведочные работы производятся государственными организациями, утверждение плана и регистрация его в соответствующих органах является разрешением на проведение этих работ. Отдельно оформляется в соответствующих организациях разрешение на проведение взрывных работ. Получением этого разрешения занимается либо вся организация, ведущая разведку (трест, контора), или начальник партии. Специального лица в составе партии для этого не выделяется. *Ред.*

** Система ближней радионавигации. См. стр. 89. *Перев.*

приборов. Сейсмоприемники превращают механическую энергию сейсмических волн в электрический ток. Это производится путем использования подвешенной на пружине массы, которая остается относительно устойчивой, в то время как корпус прибора вибрирует в ответ на колебания земли. Это относительное колебание может быть превращено при помощи электромагнита в электрический ток. Чрезмерное раскачивание инертной массы тормозится под воздействием процесса, называемого затуханием. Затухание необходимо, иначе масса будет вибрировать слишком долго. Затухание обычно производится с помощью электромагнитных приспособлений, хотя это может быть выполнено также с помощью масла. Ненужные вибрации, вызванные поверхностной волной и ветром, заглушаются или отфильтровываются таким образом, что их влияние на записи уменьшается или устраняется. Как правило, усилители, приданные сейсмоприемникам, настраиваются так, чтобы быть наиболее чувствительными для волн от 20 до 80 циклов, волны же других частот не регулируются. Обычно более поздние отражения усиливаются по сравнению с более ранними отражениями, для того чтобы уменьшить тенденцию отражений к ослаблению с течением времени.

Механизм, регистрирующий время, состоит из приспособления (обычно синхронного мотора, контролируемого камертоном), посредством которого вспышки света записываются в виде линий на бумаге. Эти линии наносятся через интервалы, равные $^1/_{100}$ сек., и являются основой для отсчета времени. Собственно регистрация колебаний производится, как правило, посредством луча света, движущегося по фотобумаге, как и при регистрации электрических разрезов скважин. Благодаря наличию линий, нанесенных через интервалы в $^1/_{100}$ сек., время любого события может быть определено с точностью до $^1/_{1000}$ сек.

Способы изображения результатов

В результате успешного проведения сейсмических работ, как правило, составляется структурная карта, которая идентична структурным картам, составленным геологами. * При работе по методу отраженных волн возможно составление структурных карт по целому ряду горизонтов. Структурные карты, основанные на методе определения падения, составляются обычно по воображаемым пластам, называемым условными горизонтами или горизонтами фантом. Условные горизонты могли бы быть выделены в любом месте разреза, но обычно они выбираются таким образом, чтобы показать структуру, возможно ближе к перспективным продуктивным горизонтам. * В результате корреляции определяется положение изогипс, которые обычно проводятся по определенным свитам или стратиграфическим границам. ** Данные, полученные при работе веерообразным методом преломленных волн, как правило, изображаются в виде затемненных секторов кругов, как это, например, показано на рис. 24-3. Наилучшим способом изображения результатов работ методом определения падения чаще всего является составление поперечных разрезов через складки под прямым углом к их общему направлению. При таком способе изображения виден характер исходных данных, на которых строится интерпретация структуры. Пример структурного разреза, в основе которого лежат данные об элементах залегания пород, полученные в результате работ при помощи метода определения падения, показан на рис. 24-7. Такие структурные разрезы отражают также связь между условными горизонтами и залеганием пород. ***

* Сейсмическая карта может быть идентичной структурной карте лишь в редких случаях. Она является картой, отображающей условия залегания пород с определенными физическими свойствами. Так как изменения свойств пород по простиранию довольно распространенное явление, то средние скорости распространения волн часто изменяются, в результате чего наблюдается «смещение» сейсмических горизонтов по разрезу. *Ред.*

Вычисление результатов

Вычисление результатов сейсмических работ является собственно делом геофизиков, однако геологам следует иметь некоторое представление об этом. Первым шагом корреляции при работе методом отраженных волн является выявление и маркировка отражений, поступающих от одного и того же горизонта. Правильная маркировка сейсмограмм является делом исключительной важности, так как стоит только один раз обозначить их,

* При выборе мест проведения условного горизонта важно, чтобы выше и ниже его имелось достаточное число отражающих площадок. Если наклоны площадок распределены незакономерно, то проведение условного горизонта недопустимо. *Ред.*

** Отражающий горизонт довольно часто не совпадает со стратиграфическими границами. Мало того, нередко наблюдается «скольжение» отражающих горизонтов по разрезу. Поэтому идентифицировать отражающий горизонт со стратиграфическим можно лишь в том случае, если это доказано данными бурения для всей исследованной площади или хотя бы для ее различных частей. *Ред.*

*** Надо сказать, что приведенный на рис. 24-7 пример, скорее является иллюстрацией того, как не надо проводить условные горизонты. Действительно в левой части разреза условный горизонт проведен по одной площадке, расположенной ниже его, а в середине по одной площадке выше горизонта; в правой части профиля вообще нет никаких площадок. На этом профиле условный горизонт можно привести лишь на глубинах не более 6000 футов. Положение этого горизонта более обосновано отражающими площадками и по нему видно, что в периферических частях профиля породы имеют более пологие углы наклона, чем это выявляется по условному горизонту, нарисованному автором. *Ред.*

как в дальнейшем эти обозначения используются автоматически. При работе корреляционным методом большую осторожность следует проявлять не только при корреляции, но и при выборе фазы, чтобы использовать одну и ту же фазу цикла волны. Обычно отражения или импульсы, появляющиеся только на одной или двух линиях сейсмограммы, не принимаются во внимание, и только те отражения используются, которые проходят через всю сейсмограмму. *

Определение скоростей распространения волн в различных стратиграфических горизонтах и членах разрезов составляет основу всех вычислений. При работе по методу преломленных волн скорость в жестких породах может быть вычислена по наклону линий [годографа]; скорости могут быть вычислены также и при съемке по методу отраженных волн. Однако наиболее точно скорость можно определить, если произвести выстрел на поверхности возле скважины и помещать сейсмоприемник в скважине на различной глубине. ** Иногда бывает так, что скорости в одной и той же свите или в одном и том же стратиграфическом интервале изменяются в горизонтальном направлении. Это может быть в том случае, когда соотношение глинистых пород с известняками и песчаниками изменяется от одной точки к другой. *** На некоторых площадях это изменение скорости оказывает такое большое влияние на результаты, что при интерпретации его следует принимать во внимание.

Глубина залегания отражающих горизонтов равна половине произведения интервала времени от момента взрыва до прихода отражения на скорость в метрах на секунду. Как правило, трудно достигнуть большой точности в определении глубины залегания отражающих горизонтов, если измерения не производятся вблизи скважины. Однако если определения глубин составляют всего лишь несколько процентов от всех измерений, то это при интерпретации не вызывает серьезных ошибок при условии, что в каждом случае точность будет одной и той же. **** Разумеется, если

* Т. е. колебания фиксируются всеми сейсмоприемниками и отражаются на всех линиях, соответствующих отдельным каналам.

** Эта операция обычно называется сейсмокароттажем. Сейсмокароттаж может проводиться и другим путем: взрывы производятся в глубокой скважине на различных глубинах, а сейсмоприемники размещаются на поверхности. Разумеется, второй прием допустим лишь в том случае, когда скважина подлежит ликвидации. *Ред.*

*** Изменение скоростей в горизонтальном направлении довольно распространенное явление. Оно обусловливается не только изменчивостью литологического состава, но чаще изменением степени уплотнения осадков. *Ред.*

**** Следует иметь в виду, что ошибки в определении скорости распространения волн вызывают не только ошибки в вычислениях глубин залегания отражающих горизонтов, но и приводят к значительным ошибкам при определении углов наклона отражающих площадок. *Ред.*

некоторые данные завышены на несколько процентов, в то время как остальные являются более точными, на картах могут быть нарисованы ложные антиклинали или синклинали с высотой в десятки метров.

Можно предполагать, что в полого залегающих пластах точка, в которой возникают отражения, находится как раз под точкой, располагающейся посредине пути между пунктом взрыва и сейсмоприемником.

В случае крутых падений такое предположение, очевидно, приведет к ошибкам. Следовательно, в каждом случае необходимо рассчитывать положение точки, в которой возникают отражения. Это называется мигрированием отражений.*

Ошибки и точность

Ошибки при сейсмических работах могут возникать вследствие дефектов в приборах, неправильной техники работ, перескакивания на другую фазу при маркировке отражений, неправильной корреляции, неудачи при встрече сбросов, неточных поправок за выветрелую зону и неправильного представления о геологическом строении изучаемой площади. Возможная суммарная ошибка является следствием естественного накопления малых ошибок; при благоприятных условиях возможные ошибки результатов сейсмической съемки по методу отраженных волн могут составлять всего лишь 15—20 футов (4,5—6 *м*). Эти цифры указывают на величину относительной ошибки, а не на определение действительной глубины. Время может определяться с точностью до $^1/_{1000}$ сек., следовательно, при съемке методом отраженных волн это может дать ошибку всего лишь в 1,5 *м* в случае скорости 3000 *м/сек*.**

Большая часть ошибок происходит из-за неточностей замеров в выветрелой зоне. Скорости в последней настолько малы, что колебания в ее мощности вызывают крупные ошибки при определении глубины залегания отражающих горизонтов. При очень благоприятных условиях может быть закартирована или, по меньшей мере, обнаружена структура, имеющая высоту всего лишь в 15—20 футов (4,5—6 *м*). При обычных условиях по данным метода отраженных волн проведение изогипс с интервалом менее 50 футов (15 *м*) не приносит пользы, так как при интер-

* Обработка сейсморазведочных данных не ограничивается перечисленными автором вычислениями. Требуется введение многочисленных поправок, построение годографов и т. д. *Ред.*

** Абсолютная величина возможной ошибки зависит от глубины залегания отражающего горизонта. *Ред.*

вале, равном 25 футам (7,5 *м*), ошибки и отклонения приведут к тому, что закрытые структуры будут казаться открытыми.*

Разумеется, неточности в корреляции или перескакивание на другую фазу могут вызвать гораздо большие ошибки. При сейсмических работах методом определения падения сбросы могут быть полностью пропущены или обнаружены только по ложному подъему слоев. При данном типе съемки проводятся замкнутые маршруты с целью определения ошибок в высоте, то-есть ошибок, которые будут иметь измеренные и нанесенные на профили падения при условии, что можно быть уверенным в точности перенесения горизонтов с одного профиля на другой по всему замкнутому полигону.

На сейсмических картах могут ошибочно наноситься большие поднятия, которые вызываются сбросами; сброс не будет находиться между двумя точками, где обнаружено ложное поднятие; он будет располагаться где-либо вблизи профиля. Никакого ложного поднятия не будет обнаружено в том случае, если амплитуда сбросов будет одинаковой в местах пересечения профилем. Однако вследствие того что амплитуда сбросов обычно значительно изменяется от одной точки к другой, падения на противоположных крыльях сбросовой поверхности соответственно изменяются и именно это вызывает возникновение на профиле ошибочного поднятия.

На ранних этапах развития геофизики допускалось много ошибок, отчасти вследствие плохого качества имевшейся тогда аппаратуры, а частично из-за отсутствия соответствующих геофизических и геологических данных. В настоящее время качество аппаратуры значительно улучшилось, геофизические данные расширились, однако трудности, связанные с решением проблем, возрастают, так как наиболее простые по своему строению площади в общем уже исследованы. В ряде районов, из-за невозможности получения надежных отражений, проведение сейсмической съемки методом отраженных волн не может быть успешным. Имеются также площади, по которым интерпретация до некоторой степени является сомнительной вследствие плохого качества отражений. Несомненно, это является следствием особых сейсмогеологических условий, а не ошибок. Однако часто бывает так, что из двух сейсмических партий, работающих на одной и той же площади, одной партии не удается получить нужные отражения, в то время как другая их получает. В подобных случаях причиной отсутствия результатов является применение неправильной методики.

* Допускаемое сечение изогипс зависит от масштаба проведенной съемки, глубины залегания отражающего горизонта и величины углов наклона. *Ред.*

Очевидно это возможно в условиях капиталистического способа производства, когда работы проводятся разными фирмами, держащими в секрете друг от друга полученные данные о наиболее рациональной методике сейсмических работ в исследуемом районе. В СССР принято в начале сейсмических исследований в новом районе проводить опытные работы, в задачу которых входит выяснение возможности применения сейсморазведки в данных условиях и разработка наиболее рациональной методики и техники производственных работ. Результаты опытных работ доводятся до сведения всех сейсмических партий, работающих как в данном, так и в смежных с ним районах. Следует отметить, что качество получаемых отражений зависит от многих причин: 1) условий возбуждения колебаний — место взрыва, глубина его, рельеф, характер пород, уровень грунтовых вод, величина заряда, качество взрывчатого материала, укупорка заряда и др. 2) условий приема колебаний и системы наблюдений — расстояние сейсмоприемников от пунктов взрывов, расстояние между сейсмоприемниками, фильтрация, коэффициент смешения смесителя и т. д.

Сейсмическая съемка методом преломленных волн

Веерообразный метод. В настоящее время сейсмические съемки методом преломленных волн применяются лишь там, где нельзя получить хороших отражений. Но в период с 1924 по 1930 гг. в сейсмических исследованиях преобладал веерообразный метод, являющийся разновидностью метода преломленных волн. Этот метод успешно применяется для поисков неглубоких соляных куполов; огромная площадь Голфкоста в Техасе и Луизиане была изучена данным методом. При веерообразном методе взрывались большие заряды динамита, в некоторых местах доходившие до 1 *т* и более, а сейсмоприемники размещались на измеренных расстояниях вокруг взрывной скважины. Расстояние от пункта взрыва до сейсмоприемников обычно составляло 5—8 миль (8—13 *км*), а иногда — 10 миль (16 *км*).

Предполагалось, что глубина максимального проникновения волн, достигающих сейсмоприемника, равна $^1/_3$ расстояния между последним и пунктом взрыва. Рис. 24-2, взятый из работы Л. Л. Неттлтона (243), иллюстрирует изложенный принцип. Кривые линии ниже поверхности показывают пути зондирующих лучей, которые являются изогнутыми вследствие того, что скорость книзу увеличивается. Две кривые над поверхностью представляют собой графики расстояний и времени первого вступления; при этом расстояние отмечается на горизонтальной линии, а время — на вертикальной. Волны, которым на своем пути пришлось пройти через соль, приходят быстрее, чем волны, не прошедшие через соль; разница во времени прихода может достигать 0,1 сек. На правой кривой рис. 24-2 отражено влияние на кривую время — расстояние прохождения волн через соль. Пунктирная линия изображает направление кривой в случае отсутствия соляного купола; сплошная линия под ней показывает действительное время прихода волн, прошедших через соль. Верти-

кальное расстояние между двумя линиями, обозначенное на рисунке Δt, является временем ускорения прихода волн, т. е. отрезок времени, на который волны, прошедшие через соль, прибыли раньше, чем волны, двигавшиеся по другим породам.

Рис. 24-3 из работы Г. М. Мак-Глукина (G. M. Mc Gluckin) (226) показывает, как изображаются и интерпретируются результаты веерообразного метода. Вокруг пункта взрыва в направлении к сейсмоприемникам вычерчивается сектор, а скорости, превышающие средние величины, наносятся на внешней стороне сектора, вдоль линий, направленных от пунктов взрыва к сейсмоприемникам. Точки на разных радиусах соединяются, а определяемая таким образом площадь повышенной скорости закрашивается черным цветом. Если съемкой пересекается соляной купол, то затемненные площади будут направлены к нему и направления ряда различных вееров будут скрещиваться над куполом, как это имеет место на рис. 24-3, где направления самых больших скоростей пересекаются возле продуктивной площади.

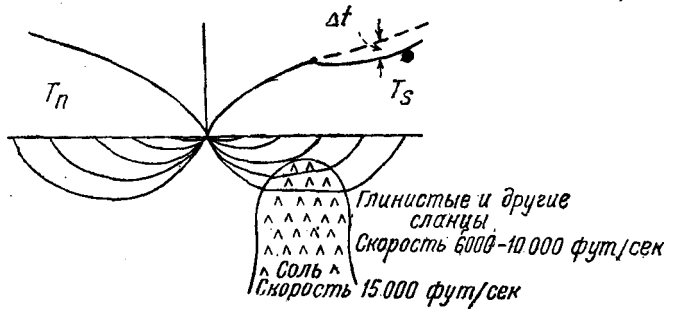


Рис. 24-2. Разрез, показывающий принцип обнаружения соляных куполов методом преломленных волн. (По Nettlton Mc G—H. B.Co).

Применение этого метода может быть успешным там, где глубина залегания соли не превышает 1 мили (1,6 км); при залегании соли на глубине свыше 1 мили применение данного метода становится менее эффективным. Однако некоторые соляные купола, в которых соль залегала значительно глубже 1 мили, были открыты с помощью веерообразного метода. Это произошло потому, что в данных куполах породы, характеризующиеся высокими сейсмическими скоростями, оказались, вследствие поднятия солью, расположенными в зоне проникновения сейсмических волн. С 1930 г. веерообразный метод считается в США устаревшим, и применение его теперь ограничивается поисками соляных куполов на континентальном шельфе, хотя, судя по отчетам, в этих условиях большими преимуществами обладает метод отраженных волн.

Современные работы методом преломленных волн. За период с 1942 по 1949 гг. сейсмические работы по методу преломленных волн были возобновлены на ряде площадей, включая Западный Техас, Техасский Панхендл (Texas Panhandle), бассейн Анадарко (Anadarko Basin) и в юго-западном Канзасе. Это возобновление вовсе не означает, что метод преломленных волн лучше метода отраженных волн. Там, где имеются возможности применения обоих методов, всегда предпочтение отдается методу отраженных волн, так как он дает более точные результаты. Причина возобновления работ по методу преломленных волн на упомянутых площадях состоит в том, что в этих районах нельзя получить удовлетворительных отражений.

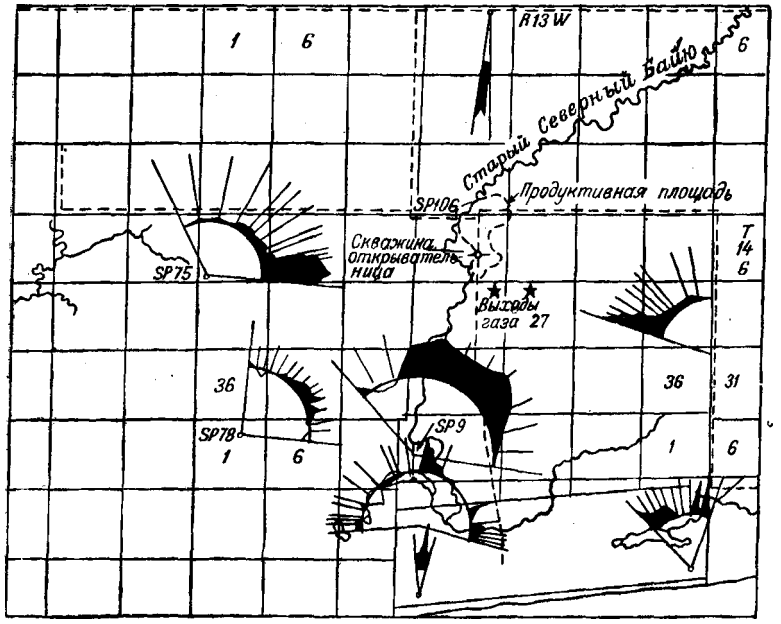


Рис. 24-3. Карта, показывающая, каким образом наносятся и интерпретируются результаты веерообразного метода. (По Mc Gluckin, S. E. G.).

Принцип работ по методу преломленных волн изображен на рис. 24-4 из работы А. Д. Бартелмса (A. J. Barthelmes) (17). В пачках глинистых пород V_1 и V_3 скорости низкие, в известняке V_2 — выше, а в известняке V_4 — скорость самая высокая. Сейсмические лучи по пути от пункта взрыва к сейсмоприемникам не только проходят через V_1, но пересекают также пласты V_2 и V_4, а затем отражаются кверху. По мере того, как фронты волн проходят через пласты высокой скорости, каждая точка на фрон-

тах волн может быть источником новых лучей, и луч следует по наиболее короткому пути, достигая сейсмоприемника, как это показано на рис. 24-1 и 24-4. При соотношении скоростей, изображенном на рис. 24-4, один луч (не показанный на рисунке) достиг бы установки, проходя непосредственно через пачку глинистых пород — V_1; другой луч достиг бы его, проходя через V_2 и отражаясь кверху, как это показано, а третий луч, также показанный на

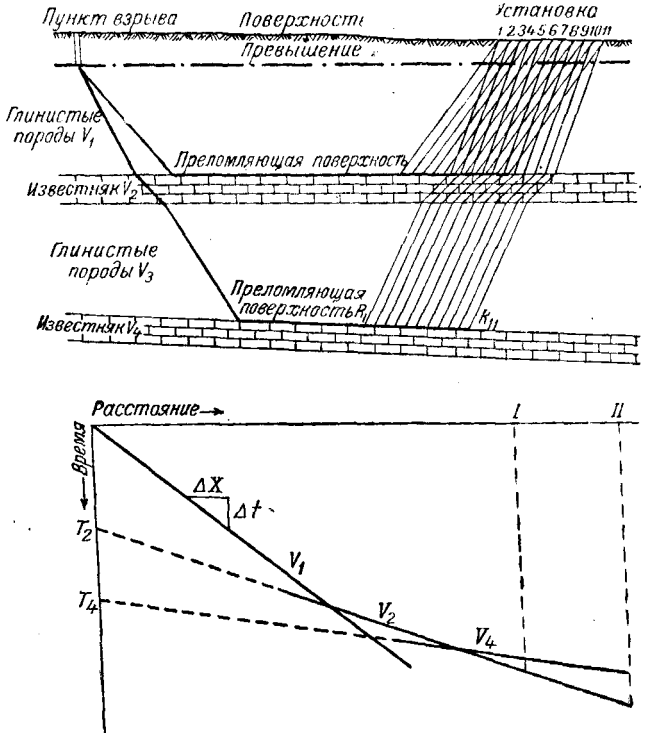


Рис. 24-4. Схема, иллюстрирующая принципы метода преломленных волн. (По Barthelms, S. E. G.). а) Разрез „наклонного [„incline"] преломления"; б) кривые время — расстояние.

рисунке, достиг бы установки, проходя через V_4. Если установка сейсмоприемников находилась близко к пункту взрыва, луч, проходящий только через глинистую пачку, достиг бы установки первым, но если установка была помещена от пункта взрыва довольно далеко, то первыми ее достигнут лучи, проходящие через V_2. Если лучи, которые прошли через V_4, достигают установки позже лучей, прошедших через V_2, так что к их приходу сейсмические колебания, вызванные лучами V_2, затухают, то лучи от V_4 могут быть определены, а их скорости измерены.

Время прихода первых волн, проходящих через каждую среду, и соответствующее ему расстояние между пунктом взрыва и сейсмоприемником, наносятся на график типа изображенного на рис. 24-4. Наклон каждой линии определяется по скорости волн в каждой отдельной среде, а также по падению и другим геометрическим данным. Зная скорости в различных свитах и время, в которое происходят внезапные изменения в наклоне линий, можно вычислить глубину каждой преломляющей среды. Таким путем при помощи метода преломленных волн можно определить геологическое строение. При этом методе сейсмоприемники обычно располагаются в 5—8 милях (8—13 *км*) от пунктов взрыва. Увеличивая расстояние между пунктом взрыва и сейсмоприемниками, можно измерить преломления волн в более глубоких отложениях, при условии, что в последних скорости распространения упругих колебаний выше, чем в вышележащих слоях.

Геологическая интерпретация данных, полученных методом преломленных волн, гораздо менее надежна, чем интерпретация результатов работ по методу отраженных волн. Вследствие большого расстояния между пунктом взрыва и сейсмоприемниками, при работе методом преломленных волн возникает неясность относительно направления сейсмического луча. Кроме того, при одних и тех же сейсмических данных возможно большее количество структурных вариантов. Именно по этой причине метод отраженных волн имеет преимущества перед методом преломленных волн, конечно, там где он может быть применен по сейсмогеологическим условиям. Для того чтобы структуру можно было обнаружить и закартировать путем применения метода преломленных волн, она должна иметь гораздо большие размеры, нежели в случае метода отраженных волн. Минимальная высота и площадь, которые можно закартировать при помощи метода преломленных волн, вероятно в пять раз превышают те, которые могут картироваться при помощи метода отраженных волн, а вероятные ошибки, возникающие в первом случае, также, очевидно, в пять раз больше.

Метод отраженных волн

Основы метода. Сейсмический метод отраженных волн является наиболее ценным из всех геофизических методов, и ему отдается предпочтение везде, где он может дать надежные результаты. Этот метод является также и наиболее дорогим. Стоимость работ выражается в долларах на квадратную милю. Принципы, лежащие в основе метода отраженных волн, изображены на рис. 24-5, взятом из работы Л. Л. Неттлтона (243). На диаграмме лучи идут от пункта взрыва, отражаются от двух от-

ражающих поверхностей и достигают сейсмоприемников. Слева также графически изображены записи, сделанные каждым сейсмоприемником. Первым сейсмическим событием после взрыва являются колебания, вызванные прямой, неотраженной волной, а затем по очереди поступают отражения от каждого из двух отражающих пластов. Следует заметить, что интервал или разница во времени прибытия отражений между соседними сейсмоприемниками выше в случае отражений от неглубокого горизонта, нежели в случае отражения от более глубоко залегающих слоев. Большим преимуществом метода отраженных волн является значитель-

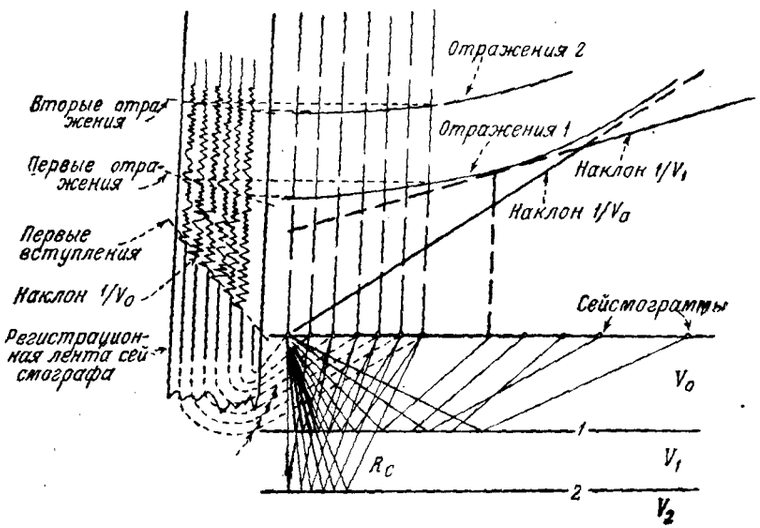


Рис. 24-5. Схема, изображающая принципы метода отраженных волн. (По Nettlton, Mc G—H. B. Co).

ная глубина исследований. При благоприятных условиях отражения можно получить с глубины 10 000—25 000 футов (3 000—7 500 *м*), что значительно превышает глубину залегания самых глубоких продуктивных горизонтов. * Таким образом, для составления структурной карты можно выбрать отражения, близкие к перспективным продуктивным горизонтам. Вследствие нередко наблюдающегося различия в условиях залегания мелких и глубоких слоев, сейсмические методы имеют большое преимущество перед мелким структурным проверочным бурением, а также и перед геологической съемкой на поверхности. В общем, ошибки

* Судя по тому, что в самой глубокой скважине мира продуктивный нефтеносный горизонт обнаружен на глубине 6985 *м*, можно предполагать и более глубокое залегание продуктивных пластов. *Ред.*

увеличиваются с глубиной отражений, хотя там, где значительная часть ошибок возникает из-за неточности данных о выветрелом слое, это увеличение с глубиной может не иметь большого значения.

Коррелятивный метод. Несмотря на то, что коррелятивный метод в общем является одной из наиболее удовлетворительных разновидностей метода отраженных волн, в настоящее время довольно часты случаи, когда нельзя полагаться на корреляцию на большие расстояния. Обычно на каждую милю (1,6 *км*) бурятся четыре взрывные скважины, что дает более или менее непрерывную корреляцию. Пример такой корреляции приведен на рис. 24-6 из работы Г. Стоммеля (334). Прокоррелированы четыре отражения в пенсильванских осадках и одно — в Хантоне. Для того чтобы дать надежную корреляцию, отражения должны происходить в относительно постоянные интервалы времени, или же отдельные отражения должны обладать какой-либо особенностью для того, чтобы их можно было опознать. Специфическое отражение дает известняк Вайола (ордовик) в Оклахоме. Коррелятивный метод является более удовлетворительным, чем сейсмический метод определения падения (dip shooting), так как в случае первого меньше ошибок и нет необходимости в проведении большого числа взрывов. Обычно коррелятивный метод наиболее успешно может применяться только там, где стратиграфический разрез характеризуется относительным постоянством по простиранию и довольно четким расчленением по вертикали, как например, в некоторых частях Оклахомы и Канзаса. В случае сильной изменчивости литологии от одной точки к другой, как это имеет место в районе Голфкоста, коррелятивный метод не может быть применен, и поэтому сейсмические исследования проводятся при помощи метода определения падения или непрерывного профилирования.

Метод определения падения. При этом методе структурная интерпретация основывается на измерениях падения. При благоприятных условиях эти измерения можно производить с точностью до $^1/_2°$. Каждое измерение падения основывается на разнице во времени прибытия отражений к первому и последнему сейсмоприемнику и обычно можно получить целый ряд измерений падения на различной глубине. Структурной интерпретации данных падений способствует нанесение их на геологический разрез, как это изображено на рис. 24-7, взятом из работы Д. Ле Конт (J. Le Conte) (196). На этом рисунке видно, что интенсивность складчатости постепенно возрастает с глубиной. Пунктирная линия у основания разреза является условным горизонтом — фантомом; по ней получают предположительные данные для проведения стратоизогипс. Условный горизонт обычно выбирается возможно ближе к перспективным продуктивным горизон-

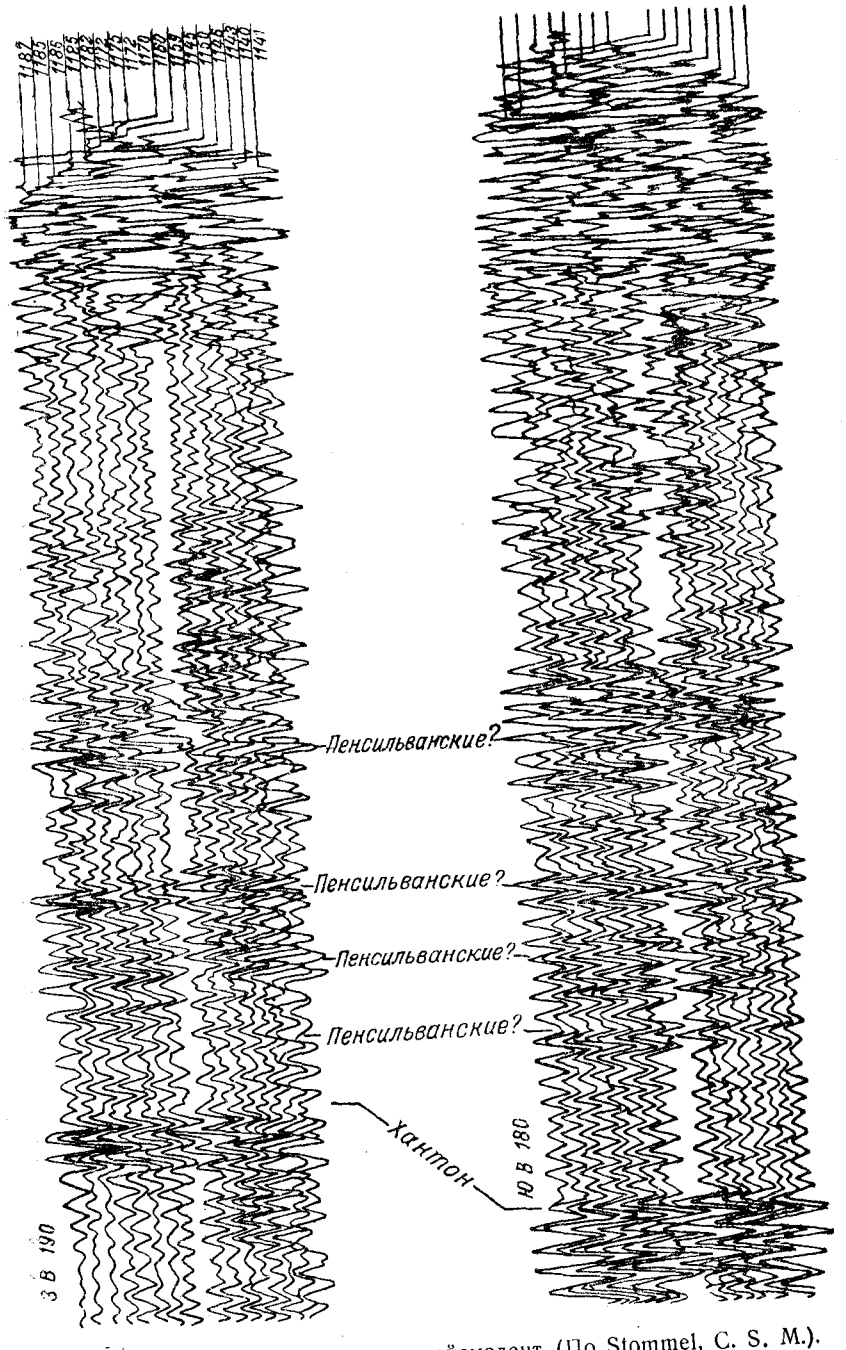


Рис. 24-6. Пример корреляции сейсмолент. (По Stommel, C. S. M.).

там. На геологических разрезах условный горизонт должен быть параллелен преобладающим падениям смежных пластов. Геологические разрезы, несомненно, показывают падение только лишь в плоскости, параллельной разрезу.

По картам измерений падений могут быть построены геологические карты с помощью тех же методов, которые применяются при построении структурной карты по данным карты элементов залегания пород. При методе определения падения сбросы, по

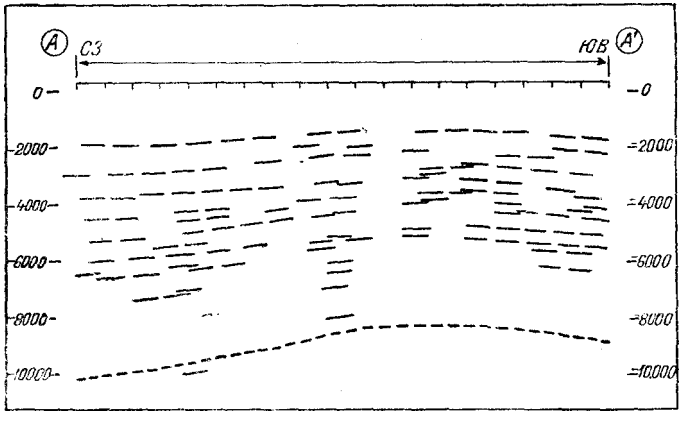


Рис. 24-7. Разрез, показывающий, каким образом данные сейсмического метода определения падения используются для поисков структуры. (По Le Conte. Society of Exploration Geophysicists).

всей вероятности, будут пропускаться, хотя иногда их можно проследить или предположить их существование по отсутствию отражений возле сбросовой поверхности или по ненормальным падениям, обусловленным волочением. Эта трудность в распознавании сбросов является самым большим недостатком метода определения падений. Ошибки, возникающие при определении глубин, частично можно исправить, если практиковать ходы в виде близко расположенных друг возле друга петель и распределяющих ложные складки по контуру петель. Тем не менее, если ложные складки являются следствием сбросов, то ошибки даже после поправок будут большими.

Непрерывное профилирование. При непрерывном профилировании на точке расположения последнего сейсмоприемника какой-либо стоянки (базы) сейсмоприемников устанавливается первый сейсмоприемник следующей стоянки, и, таким образом, весь маршрут представляет собою стоянку приборов, не имеющую перерывов. Преимуществом этого метода перед методом измере-

ния падения в отдельных точках является отсутствие неисследованных участков. Кроме того, в случаях перерывов в отражающих горизонтах при методе непрерывного профилирования могут исследоваться участки, лежащие вне зоны перерывов. Этот метод обеспечивает большую точность при измерении элементов залегания пород, большую уверенность в том, что падения не изменятся в пустых промежутках и большую возможность в установлении наличия сбросов. Несмотря на то, что непрерывное профилирование стоит дороже, чем отдельные взрывы, оно применяется на площадях, подлежащих вследствие своей важности детальному исследованию.

Площади, на которых не эффективно применение метода отраженных волн. Существует целый ряд районов, где метод отраженных волн не может быть применен в связи с невозможностью получения удовлетворительных отражений. При небольших размерах таких площадей отсутствие отражений может обусловливаться каким-либо перерывом в протяженности пластов, как например, наличием сбросовых зон, соляных куполов, рифов или зон смятия. Причины отсутствия отражений на других площадях недостаточно ясны. На площадях, где плотные известняки или другие карбонатные породы находятся вблизи дневной поверхности, как это имеет место в некоторых частях Западного Техаса, нельзя получить хороших отражений ввиду того, что плотные поверхностные слои продолжают колебаться и после прохождения отраженной волны. Именно на этих площадях в последние годы широко применялся метод преломленных волн.

Стоимость сейсмических работ

Стоимость сейсмических работ, проведенных в США в 1947 г., составляла около 90 000 000 долларов. По данным Г. Стоммеля, рекогносцировочная сейсмическая съемка с пунктами взрыва, расположенными друг от друга на расстояние 1,5 *км*, могла стоить около 0,25 доллара на 1акр (0,6 доллара на 1 *га*), в то время как непрерывная маршрутная съемка на той же площади стоила 2 доллара на 1 акр (5 долларов на 1 *га*). Разумеется, обслуживающие компании при заключении контракта на проведение съемки исходят не из установленной платы за акр или квадратную милю, а из ежемесячной оплаты партиям. Ежемесячная стоимость партии значительно изменяется в зависимости от полевых условий. Партия может стоить 10 000—20 000 долларов, причем покрываемая площадь, в соответствии с условиями, может изменяться от нескольких квадратных миль до 1 тауншипа. Некоторые партии, проводившие съемку по методу преломленных волн в Западном Техасе, ежемесячно стоили около 35 000 долларов.

Ценность сейсмических работ

По ценности получаемых данных ни один геофизический метод не может сравниться с сейсмическими, хотя другие методы занимают вполне определенное место в комплексе разведочных работ на нефть и газ. В результате проведения сейсмических съемок составляются детальные структурные карты, на которых можно наметить размещение поисковых скважин с достаточной уверенностью в том, что они окажутся в пределах разведываемой структуры. В тех случаях, когда нет подходящих разрезов скважин, поверхностных обнажений или опорных горизонтов на небольших глубинах, никакими другими методами, кроме сейсмического, нельзя получить при умеренных затратах такие подробные данные. Хотя сейсмика имеет определенные ограниченные возможности, благодаря своим успехам она заняла исключительно важное место в нефтяной промышленности. Об этом свидетельствуют наибольшие ежегодные затраты на сейсмические работы, по сравнению с затратами на все другие виды геофизических работ и геологических исследований.

Планирование геофизических работ

Обычно геологи и геофизики совместно составляют общий план геофизических работ. Геолог обязан дать консультацию относительно характера данных, которые должны быть получены при геофизических работах, размеров и типа предполагаемых структур, стратиграфии, ценности предполагаемой залежи, а также о глубине залегания возможных продуктивных горизонтов. После этого геофизики могут решить, какие методы следует применить и в каком порядке, и сложно ли будет получить, используя эти методы, необходимые данные при умеренных затратах.

В практике работ советских геофизических организаций, связанных с поисками нефти, принят следующий порядок планирования геофизических работ. Геологические организации, занимающиеся разведкой нефти, ставят перед геофизическими организациями определенные задачи по геофизическому изучению той или иной площади в соответствии с чем составляются планы (годовые, пятилетние) работ этих организаций. Перед началом работ на каждой площади или в районе составляется технический проект, в котором подробно указываются задачи проектируемых работ, все имеющиеся данные о геологическом строении подлежащей исследованию территории, методика и стоимость проектируемых работ. Все планы и технические проекты рассматриваются на технических совещаниях геологов и геофизиков. В составе каждой геофизической организации имеется геологическая группа, возглавляемая главным геологом, которая совместно с геофизиками участвует в планировании и геологической интерпретации получаемых данных.

Наиболее рациональная последовательность применения геофизических методов рисуется в следующем виде. Начинают с маг-

нитометрии, наиболее быстрого и дешевого метода, затем используют гравиметрию и, наконец, проводят сейсмику на площадях, которые по данным рекогносцировочных методов оказались перспективными. Во многих случаях эта последовательность соблюдается, но обычно сейсмика проводится или после магнитометрии или после гравиметровой съемки, но не после обоих методов. Более того, многие нефтяные компании начинают сейсмические работы сразу, без проведения какой-либо рекогносцировочной геофизической съемки.* Последние данные о развитии перспектив геофизики, приведенные в «Истории геофизики», том 1, показывают, что в ряде случаев разбуривание гравитационных аномалий начиналось без сейсмической съемки. С другой стороны, в этом же томе указываются случаи, когда сейсмические съемки методом отраженных волн проводились на площади уже после того, как там была открыта залежь нефти с целью оказания помощи при разработке месторождения. Даже в тех случаях, когда сейсмическая съемка приводит к открытию залежей нефти, для большей точности можно рекомендовать проведение новой сейсмической съемки методом отраженных волн. Тот факт, что в некоторых случаях перспективная продуктивность становится реальной, оправдывает затраты, связанные с составлением очень детальной сейсмической структурной карты.

О взаимоотношении геологии и геофизики

На первый взгляд может казаться, что геофизики отнимают у геологов их работу, так как они вместо геологов занимаются определением местоположения многих поисковых скважин. Несомненно, для обнаружения всех открытых с помощью геофизики нефтяных и газовых залежей, следовало бы занять большее количество геологов, чем использовалось в действительности. Однако для поисков этих залежей без геофизики потребовалось бы пробурить такое большое количество поисковых скважин, что уже из-за высокой стоимости работ открытие залежей оказалось бы невозможным.

Если принять во внимание все обстоятельства, то станет очевидным, что геофизические работы значительно увеличили занятость нефтяных геологов. Геофизические исследования используются, главным образом, для поисков новых залежей, а в этой отрасли занят лишь небольшой процент нефтяных геологов. Каждое открытие крупного нефтяного месторождения, происходящее благодаря применению геофизических методов, приводит к использованию значительного числа геологов, руководящих разработкой этого месторождения. Значение геофизики во многих случаях больше того, которое представляется на основании статистических данных об обосновании заложения поисковых скважин. После открытия с помощью геофизики нефтяных месторождений местоположение новых скважин, как эксплуатационных на выявленных залежах, так и поисковых на новые залежи, будет, вероятно, намечаться геологами.

Тем не менее в подобных случаях вся разведка и разработка обязаны своим существованием той геофизике, которая привела к открытию нефтяного месторождения. Примером этого является ситуация в Иллинойсе. В 1930 г., а также в течение многих лет до этого, очень небольшое число геологов было занято на поисках новых нефтяных месторождений. Через несколько лет после того, как благодаря применению метода отраженных волн были открыты многие крупные нефтяные месторождения, в этом районе было занято много нефтяных геологов, и в настоящее время в Иллинойсе по геологическим данным закладывается значительно большее количество поисковых скважин, чем на основании результатов геофизических работ. Если не знать истории этого нефтеносного района, то, вероятно, нельзя было бы себе представить, что современная геологическая деятельность в нем обязана применению сейсмического метода отраженных волн, благодаря которому были открыты нефтяные месторождения.

Как геологи, так и геофизики неоднократно подчеркивали, что наилучшие результаты геофизические работы дают лишь при сотрудничестве этих двух специальностей. Качественная интерпретация геофизических данных требует не только знаний общих принципов геологии, но также и детального знакомства с местным стратиграфическим разрезом. Геофизик, работающий во многих районах, может не знать таких подробностей, геолог же, проводящий исследования в течение некоторого времени на одной площади, естественно, обладает всеми сведениями по району.

Возможность разработки нового геофизического метода

После введения в 1930 г. сейсмического метода отраженных волн не было разработано ни одного важного нового геофизического метода. В течение этого времени проводились очень широкие поиски и эксперименты в области усовершенствования геофизической аппаратуры и разработки новых типов ее. Ясно, что любое физическое свойство или процесс, которые в какой-либо мере подавали надежды с точки зрения использования их в геофизике, были подвергнуты тщательному исследованию. Геофизический метод может быть использован для обнаружения нефти

* В СССР вопрос о рациональном комплексе решается для каждого района отдельно в зависимости от конкретных геологических условий. Подробнее об этом см. статью П. А. Поспелова «Рациональный комплекс геофизических методов разведки нефтяных месторождений». Прикладная геофизика, вып. 7, Гостоптехиздат, 1950. *Ред.*

или газа только тогда, когда имеется какое-либо из следующих двух условий: 1) геологическая структура или газ и нефть должны производить какой-либо заметный эффект на поверхности и 2) какое-либо нарушение, производимое на поверхности, должно быть отражено или, другими словами, возвращено к поверхности. Эти строгие требования сильно ограничивают возможности, так как имеется очень немного агентов как физических, так и химических, которые могут давать заметный эффект сквозь сотни метров породы. Все же не исключена возможность, что появится новый полезный метод; электрические методы разведки, вероятно, будут более перспективными вследствие огромного разнообразия приемов, которые могут быть применены. Однако возможность введения какого-либо радикально нового метода становится менее вероятным, по мере того как проходят годы, а новый метод не появляется.

Замечания, высказанные относительно трудности открытия ценного нового геофизического метода, не относятся к кароттажу скважин. Благодаря тому, что исследуемые породы при кароттаже скважин находятся от измеряемых инструментов на расстоянии всего лишь в несколько сантиметров, имеются возможности для большого разнообразия в применении методов. Это создает благоприятные условия для открытия новых ценных методов кароттажа скважин.

Можно было бы думать, что новый геофизический метод уже открыт какой-либо нефтяной компанией, но держится в секрете. Если нефтяная компания изобрела новый метод, на который нельзя приобрести патент, то, очевидно, она будет держать его в секрете до тех пор, пока это будет возможно; если же на это изобретение можно получить патент, то оно сохранится в секрете, по-видимому, до тех пор, пока не будет обеспечена гарантия патента, для чего могут потребоваться годы. Однако если владельцы метода применят его на месторождении, то о том, что испытывается что-то новое при условии отличия нового метода от известных, очевидно, узнают нефтяные шпионы (oil scouts). *

* В условиях социалистического хозяйства подобного положения не может быть. Всякий новый метод становится достоянием всех специалистов и испытания работы по новому методу производятся с широким участием многочисленных организаций, работающих в различных геологических условиях. Так, например, было с внедрением корреляционного метода преломленных волн. В последнее время разработан новый сейсмический метод — метод обменных волн, при применении которого возможно довольно точное определение глубин залегания отдельных горизонтов. *Ред.*

Глава 25

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОСЛЕ ИХ ОТКРЫТИЯ

О характере и значении вопроса

Необходимо предупредить читателя, что в этой главе он не найдет принципиальных положений о рациональной системе разработки и обусловливающих ее факторах. Это и понятно, если учесть, что в условиях капиталистического хозяйства характер разработки нефтяных месторождений в первую очередь зависит от конъюнктурных особенностей рынка, арендных цен за участки и т. д. В этих условиях основное внимание геолога тратится на выяснение действительной ценности участков и получение различными путями правильных данных об их строении и нефтеносности.

Оставляя в переводе эту главу для ознакомления широкого круга советских геологов с условиями работы нефтяных геологов в США, следует напомнить, что проблеме разработки посвящен крупный труд А. П. Крылова, М. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и И. А. Чарного — Научные основы разработки нефтяных месторождений, Гостоптехиздат, М.—Л., 1948. Общие сведения о разработке нефтяных месторождений в целом имеются в книгах: М. Ф. Мирчинк. Нефтепромысловая геология. Гостоптехиздат, 1948; М. Ф. Мирчинк и М. И. Максимов. Нефтепромысловая геология. Гостоптехиздат, 1952.

Большая часть рабочего времени геологов-нефтяников затрачивается на разработку нефтяных и газовых месторождений после их открытия. Вопросами, связанными с бурением поисковых скважин, занимаются геофизики и только незначительной частью их — геологи.* Одной из причин того, что в добыче нефти и газа работает такое большое количество геологов, сравни-

* Это, конечно, нельзя считать правильным, так как геофизические данные только тогда могут принести пользу, когда они правильно геологически интерпретированы. Кроме того, при решении вопросов о местоположении поисковых скважин необходимо, помимо тектоники, которую освещают геофизические методы, учитывать другие особенности (изменения коллекторских свойств, мощностей и т. д.). Поэтому заложение поисковых скважин нельзя передоверить геофизикам; оно должно производиться геологами в тесном контакте с геофизиками. За такой контакт ратует и сам автор книги (см. стр. 565). *Ред.*

тельно с числом геологов, занятых в поисковом бурении, является огромный рост цен на землю после того как в ней найдена нефть. Нефтяные компании естественно стремятся вложить больше средств в чрезвычайно дорогие продуктивные участки, нежели в относительно дешевые участки, на которых ведется еще поисковое бурение. Кроме того, на месторождениях, после установления их промышленного характера, могут быть проведены крупные полезные геологические исследования.

Большинство дискуссий относительно разработки месторождений после открытия в них нефти посвящено, главным образом, проблемам нефтяной техники. Ясно, что нефтяная техника играет большую роль в развитии промышленных месторождений. Любая программа геологического исследования должна быть тесно увязана с нефтяной техникой, так как при этих условиях вопросы добычи будут решены с наибольшей пользой. Тем не менее в последующем изложении будут затронуты только геологические проблемы.

Общий характер проблемы

Как только обнаружена нефтяная залежь, геолог может оставить область теорий, предположений и сомнений, которые сопутствовали ему во время поискового бурения, и вступить в ту область, в которой его рекомендации будут более уверенными, так как обосновываются определенными фактами. Для решения геологических проблем промышленных месторождений необходимо изучение мощности, структуры, протяженности, непрерывности и литологического состава продуктивных толщ, характера осадков или происхождения пористости, возможности распространения коллекторов разного типа на участках, не затронутых разведкой, и зависимости залегания нефти, газа и воды от стратиграфии и тектоники. Особое внимание уделяется изучению изменений пористости и проницаемости. В обязанности геологов входит также решение вопроса о целесообразности поискового бурения на другие горизонты, помимо тех, продуктивность которых уже доказана, и в связи с этим определение местоположения поисковых скважин.

Геологические условия и другие факторы, с которыми приходится сталкиваться в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, бесконечно разнообразны. Безусловно, нельзя описать все условия, которые могут возникнуть. Поэтому рассмотрим здесь только два крайних случая. В первом из них будем считать, что была пробурена только скважина-открывательница; во втором случае — разработка месторождения частично закончилась.

Геологические исследования, проводимые непосредственно после открытия залежи поисковой скважиной

Характер проблем, подлежащих решению геологами, резко меняется в зависимости от обстоятельств, в которых ведется бурение скважины-открывательницы. В частности, количество полученных данных в высшей степени неодинаково. Если компании, проводившей бурение, принадлежит большая площадь, примыкающая к этой скважине, то строение этой продуктивной площади может быть точно выяснено путем проведения сейсмических работ методом отраженных волн. В подобных случаях разработку месторождения можно вести обычным путем, используя минимальное число скважин для определения водо-нефтяных, газо-водяных и газо-нефтяных контактов, а также для выяснения размеров и распространения продуктивной площади. Однако следует помнить, что в подобных случаях может быть известна лишь тектоника площади; изменения в стратиграфии * остаются не выясненными. Распространение и изменения мощности и пористости продуктивных коллекторов можно определить с помощью бурения. Вследствие стратиграфических изменений коллекторы не обязательно будут продуктивными по всей площади, расположенной гипсометрически выше границы краевых вод.

Может быть так, что геолог, изучающий перспективы сохранения участков вокруг скважины-открывательницы, работает не для той компании, которая бурила скважину. Если геолог работает на крупную нефтяную компанию или компанию, которая действует в этом же районе в течение продолжительного времени, то он сможет получить много полезных сведений из архивов компании. В частности, могут быть полезны разрезы скважин, геологические карты и, возможно, также карты расположения скважин, находящихся по соседству.

Так как стоимость участков, находящихся вблизи скважины-открывательницы, определяется, главным образом, характером добычи из единственной продуктивной скважины месторождения, то очень важно располагать точными, отвечающими современным требованиям, данными о характере этой добычи. Добыча нефти или конденсата в баррелях, количество добываемого ежедневно газа в кубических футах, глубина скважины-открывательницы, диаметр штуцера, давление, газовый фактор и процентное содержание воды — все эти данные имеют большое значение. На основании данных о скорости падения давления в скважине-открывательнице и размеров добычи можно судить о ценности открытой залежи. Данные о мощности, характере, пористости и проницаемости продуктивного пласта позволяют составить представление

* См. стр. 337. *Ред.*

о размере возможной добычи с единицы площади. Важно также установить, как поступают флюиды в скважину: по трещинам или из мелких пор.

Другим важным моментом может быть надежность источника информации о добыче из скважины. Поведение владельцев может быть самым различным: они могут раскрыть все данные, или же, напротив, объявить их секретными (объявить скважину «непроницаемой» tight hole). В последнем случае единственным источником информации будут личные наблюдения геолога или нефтяных осведомителей, а также те сведения, которые им удастся «выскрести» («swab») от членов буровой бригады или от других лиц, располагающих нужными данными. Слухи относительно скважины, вызывающие всеобщее возбуждение, будут быстро распространяться и расти, при этом некоторые из них могут быть сфабрикованы или умышленно распространены теми, кому нужно продать или купить участки.

Если удастся узнать, из какой толщи поступают нефть и газ, то в этом случае очень многое можно будет определить по другим месторождениям, дающим нефть из этих же отложений. Вследствие того, что в некоторых регионах месторождения, дающие нефть из одного и того же коллектора, могут иметь одинаковый характер продуктивности, то вероятную добычу с единицы площади возможно оценить более точно, при условии идентификации горизонта.

Часто геолог направляется в район открытия нового месторождения для того, чтобы получить сведения, которые помогли бы определить стоимость участков. Наиболее важной информацией, помимо самого факта существования новой скважины, являются данные относительно структурного расположения арендных участков поблизости. Сведения относительно структуры в месте нахождения скважины можно получить в результате сравнения высотных отметок опорных горизонтов в других скважинах, расположенных поблизости, а также на основании данных поверхностной геологии или же геофизических работ. Иногда при пересмотре имеющейся литературы можно обнаружить некоторые полезные карты или информацию удается получить через другие компании. Если нефть открыта на какой-либо новой площади, которая до этих пор не считалась перспективной, нефтяные компании могут направить в этот район геофизические партии и начать проведение съемок. Однако после вскрытия поисковой скважиной продуктивных горизонтов положение с участками может измениться настолько быстро, что ко времени завершения новых геофизических съемок ни одного хорошо расположенного участка нельзя будет приобрести по сходной цене.

Цена, которую компания готова уплатить за участки вокруг новой скважины, зависит от таких условий, как возможная добыча с единицы площади, расстояние между скважинами и возможности гарантии, положение на структуре, в частности, имеется в виду возможность наличия в пределах участка водонефтяного контакта, непрерывность в залегании коллекторов, и прерывистый или устойчивый характер добычи.

Как уже говорилось ранее, после идентификации нового продуктивного пласта, о нем многое можно узнать в результате изучения его характера в других месторождениях. Может быть известно, например, что месторождения имеют небольшую протяженность, вследствие того, что коллектор является непостоянным по простиранию. В других случаях может быть установлено постоянство свойств коллекторов или направления, по которым они изменяются. Хорошо известно, что в некоторых нефтеносных районах месторождения вытянуты в определенном направлении, следовательно, участки, расположенные по этому направлению от продуктивной скважины, естественно, будут более перспективными в смысле нефтеносности, чем участки, находящиеся на том же расстоянии от скважины, но по другим направлениям. В некоторых случаях это направление связано с одинаковой ориентировкой структур, в других — преобладающим простиранием линз-коллекторов; в каждом отдельном случае необходимо знать причину для того, чтобы определить, каким образом одинаковая ориентировка будет влиять на простирание залежи. Если эта ориентировка обусловлена преобладающим направлением осей антиклиналей, то в том случае, когда структура имеет другую ориентировку простирания, месторождения, к ней приуроченные, будут ориентированы в других направлениях, чем остальные.

Решению вопроса о том, где купить участки, будут содействовать также данные относительно типа ловушки, в которой заключена залежь. Если ловушка является чисто структурной, то по структурной карте можно определить, где расположены наилучшие участки; если же ловушка является чисто стратиграфической, то данные о структуре не будут иметь большого влияния на ценность участков. Даже в том случае, если продуктивной является всего лишь одна скважина, иногда представляется возможность сделать предположение относительно характера ловушки. Если скважина была пройдена на известной закрытой структуре, то в этом случае структурный характер ловушки более очевиден, нежели тогда, когда осталось неясным структурное положение пробуренной скважины. Тот факт, что местоположения скважин определялись по данным сейсмической съемки методом отраженных волн, вовсе не означает, что ловушка является чисто структурной. Некоторые месторождения, разбуренные по сейсмическим данным, оказывались расположенными на антиклинальных выступах, причем их запечатание было обусловлено как стратиграфическими, так и структурными факторами, а часть

скважин, пробуренных на антиклиналях второго порядка, вскрывала совершенно случайно залежи в стратиграфических ловушках.

Общее правило, которым необходимо руководствоваться при покупке участков или размещении поисковых скважин, следующее: надо идти вниз по падению от залежи газа и придерживаться возможно ближе к одной и той же изогипсе продуктивного горизонта для того, чтобы найти аналогичные залежи. Разумеется, газ можно скорее всего найти путем бурения вверх по восстанию от нефтяной залежи, чем в любом другом направлении.* Вообще нефть представляет гораздо бо́льшую ценность, чем газ, и, следовательно, если в пласте есть нефть, то обычно стремятся избежать бурения скважин на газоносных участках этой же залежи. Не всегда целесообразно вести нефтепоисковое бурение прямо вниз по падению от газовой скважины, так как, с одной стороны, согласно правилу размещения скважин, не рекомендуется бурить их чаще, чем через $^1/_2$ мили (800 *м*) друг от друга, с другой стороны — при крутом падении пласты на этом расстоянии могут погрузиться ниже контура краевых вод. Например, при падении пород под углом 10°, погружение на расстоянии $^1/_2$ мили (800 *м*) составит 475 футов (145 *м*). Если предполагается, что залежь нефти имеет меньшую высоту и на этом уровне будут пластовые воды, то вторую скважину следует бурить на $^1/_2$ мили не прямо вниз по падению, а в диагональном по отношению к нему направлении.

Геологическое изучение частично разработанных месторождений

После того, как пробурен ряд продуктивных скважин на структуре, можно гораздо точнее определить ценность расположенных близко и неопробованных участков и скважины, которые задаются с целью увеличения продуктивной площади месторождения, могут быть размещены с большей уверенностью. При поисках новых залежей такого же типа основное правило заключается в том, чтобы оставаться на линии простирания. В соответствии с этим, для определения местоположения новых скважин, когда в основном будут точно определены альтитуды водо-нефтяного и газо-водяного контактов, необходимо до бурения просто продолжить изогипсы. Однако не следует думать, что все скважины, размещенные подобным образом, будут продуктивными. Объясняется это не только возможной неточностью экстраполяции

* Это справедливо лишь для отдельных структур. При наличии смежных структур с сообщающимися резервуарами больше шансов найти нефть в наиболее приподнятой из них. *Ред. (Н. В.).*

структурных данных на новые участки, но также и тем, что, вследствие изменения мощности и пористости коллекторов, продуктивный горизонт может оказаться сухим на участках, расположенных в благоприятных структурных условиях.

Обычно природа ловушек также выясняется ко времени наступления данного этапа в разработке месторождения. Определение местоположения новых продуктивных скважин в стратиграфических ловушках гораздо труднее, чем в структурных. Это и понятно, так как обычно структуры можно найти и изучить с помощью сейсмического метода отраженных волн, в то время как стратиграфические изменения* определяются лишь в процессе бурения. Некоторые стратиграфические ловушки представляют собой крупные песчаные тела, имеющие простые очертания, и их легко можно оконтурить с помощью нескольких сухих скважин. Другие ловушки, такие как песчаные линзы, отложения русел и некоторые рифы, настолько неправильны или настолько малы по площади, что даже при высокой продуктивности слагающих их коллекторов всегда много шансов, что скважины окажутся сухими. Благодаря тому, что некоторые рифы имеют прямые или плавно изогнутые формы, их можно разрабатывать с минимальным количеством сухих скважин; другие же, напротив, являются настолько неправильными, что кровля рифа может неожиданно исчезать на расстояниях десятков и даже сотен метров между скважинами. В подобных случаях большое количество сухих скважин бурится там, где отсутствуют пористо-проницаемые части рифа или где они неожиданно погружаются ниже уровня краевых вод.

По мере того как расположение продуктивной зоны и характер добычи становятся известными, соответственно меняются цены расположенных на ней участков. Таким образом, на этом этапе разработки месторождения цены на участки ближе к их истинному значению, чем они были в начале разработки, когда дешевые участки могут оказаться очень ценными, а дорогие — ничего не стоящими. Это учитывают некоторые крупные нефтяные компании, стремящиеся к надежным капиталовложениям и избегающие спекуляции.

С ростом числа скважин на месторождении увеличивается и количество времени, которое геологи с большей пользой тратят на их изучение. Эта деятельность включает составление разрезов по образцам шлама и керну, проверку образцов на содержание нефти и газа, изучение всех видов разрезов с целью определения вероятных нефте- и газоносных горизонтов, составление очень подробных разрезов продуктивных горизонтов с целью изучения характера залежей и возможностей вторичной добычи, составле-

* См. стр. 337. *Ред.*

ние карт изменений пористости и проницаемости, проведение детальной корреляции для прослеживания и картирования сбросов, составление карт изопахит продуктивных пластов для участков, расположенных выше контура краевых вод, составление карт изопахит с целью определения изменений мощности между опорными горизонтами и выяснение возможной нефтеносности других горизонтов, кроме эксплуатируемых.

По мере развития бурения на месторождении геологические проблемы уступают место вопросам эксплуатации и нефтепромысловой техники, и постепенно изучением месторождения все больше занимаются отделы эксплуатации или промысловые инженеры. Трудно провести границу между исследованиями, которые должны проводить нефтяные геологи, и исследованиями промысловых инженеров, но, по всей вероятности, методы поисков нефти и газа будут относиться к геологии нефти, а методы добычи нефти и газа после того как они обнаружены — к промысловой технике. *

* В СССР геологическая служба на промыслах организована совершенно иначе и более разумно с учетом, что методика добычи нефти и газа в первую очередь зависит от геологических условий месторождения: геологического строения, литологии и физических свойств продуктивных горизонтов и т. д. См. А. П. Крылов, М. М. Глоговский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский и И. А. Чарный. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Гостоптехиздат, М.—Л., 1948. *Ред.*

Глава 26

ЗАКЛЮЧЕНИЕ О МЕТОДАХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК *

Значение поисков стратиграфических ловушек нефти

На современном этапе развития нефтяной промышленности главной целью разведки на нефть и газ является открытие замкнутых структурно-тектонических ловушек. Многие геологи, однако, предсказывают, что следующим этапом в развитии разведочных работ явятся поиски, главным образом, стратиграфических ловушек. Утверждают, что интенсивные поиски антиклиналей, которые ведутся вот уже более 30 лет, постепенно приведут к открытию всех структурных ловушек, имеющихся в нефтеносных областях; стратиграфические же ловушки в большинстве случаев останутся неоткрытыми, так как их нельзя обнаружить с помощью геофизических методов или путем структурной геологической съемки. Так как нефтяных и газовых залежей, заключенных в стратиграфических ловушках, очень много, то конечный этап развития разведки на нефть будет состоять в поисках ловушек именно этого типа.

Не может быть сомнения в том, что открытие нефтяных залежей в стратиграфических ловушках будет происходить более медленно, чем это имело место при поисках структурных ловушек. Хотя нельзя отрицать, что некоторые ископаемые рифы были обнаружены в результате геофизической съемки, все же большинство нефтяных и газовых залежей в стратиграфических ловушках открыто случайно. После реализации существующей программы поисков структурных ловушек, несомненно, останется много неоткрытых нефтяных и газовых залежей в стратиграфических ловушках, и само собой разумеется, на следующем этапе разведки главное внимание будет уделено поискам залежей нефти именно этого типа (при условии, если это окажется экономически выгодным). В противном случае нефть, необходимая для удовле-

* Следует напомнить, что автор под стратиграфическими ловушками понимает как собственно стратиграфические, так и литологические ловушки. *Ред.*

творения потребности страны, будет импортироваться или добываться путем переработки углей или горючих сланцев.

По-видимому, этап поисков стратиграфических ловушек нефти не наступит так быстро, как это предсказывалось лет 10 или 15 тому назад. Это объясняется, отчасти, тем, что число закрытых структур в действительности оказалось большим, чем предполагалось, а отчасти тем, что постоянное улучшение сейсмической съемки методом отраженных волн позволяет выгодно и успешно проводить повторную съемку на уже заснятых ранее площадях. В каждом более или менее крупном округе, в котором сейсмограф сыграл важную роль в успешном проведении разведки на нефть, наблюдалась обычно следующая последовательность событий. На первом этапе разведки сейсмограф обнаруживает большие закрытые структуры, содержащие основные крупные месторождения нефти и газа. На втором этапе те площади, на которых при поисках больших структур съемка производилась поспешно, подвергаются более тщательному изучению обычно с помощью усовершенствованных инструментов, что нередко приводит к открытию антиклиналей, размеры которых меньше поднятий, обнаруженных на первом этапе геофизической съемки. Одни и те же районы непрерывно покрываются сейсмической съемкой. Средние размеры обнаруживаемых при этом структур и приуроченных к ним нефтяных залежей неуклонно уменьшаются. Постепенно приближается тот этап в развитии поисков на нефть, когда новые закрытые структуры почти не будут больше открываться, а размеры находимых нефтяных залежей окажутся столь малыми, что дальнейшая сейсмическая съемка себя уже не оправдает.

На конечном этапе поисков нефти сейсмографы или переносятся на площадь, где еще можно обнаружить перспективные антиклинали, или же приборы оставляют в прежнем районе для составления подробных структурных карт открытых ранее нефтяных месторождений. Решающую роль на этом этапе будут, очевидно, играть поиски стратиграфических ловушек, хотя, несомненно, будет продолжено также тщательное изучение подземного рельефа для выявления антиклиналей, которые могли быть пропущены при геофизических съемках. Не следует думать, однако, что выяснение тектонической структуры не имеет значения при поисках стратиграфических ловушек. Многие так называемые стратиграфические ловушки образуются в результате сочетания структурно-тектонических и стратиграфических факторов, а поэтому точное знание структурных особенностей района оказывает разведчику существенную помощь, позволяя свести к минимуму количество сухих [неудачных] скважин.

Кроме того, после открытия в недрах данной структуры нефтяных или газовых залежей, возникает необходимость определения с максимально возможной точностью положения контакта нефть-вода или газ-вода и предсказания его контуров, с тем, чтобы избежать бурения излишнего количества сухих скважин. Таким образом, даже на «стратиграфическом этапе» развития нефтяной разведки структурные карты, составленные методом отраженных сейсмических волн, могут быть очень полезными. Если существующие структурно-тектонические карты не являются достаточно точными и не могут удовлетворить требованиям разработки этих месторождений, то для более точного выявления их структурных особенностей можно провести сейсмические съемки. Более того, геофизические методы позволяют получить хорошие результаты и при поисках некоторых видов стратиграфических ловушек. Таким образом, нельзя делать вывода, что этап поисков стратиграфических ловушек нефти обязательно приведет к полному прекращению геофизических работ. Это означает лишь то, что на этом этапе нефтяной разведки решающая роль будет принадлежать скорее геологу, чем геофизику.

Время наступления этого конечного этапа разведки будет различно для разных регионов. В Аппалачской области стратиграфические ловушки всегда имели первостепенное значение. Этап поисков стратиграфических ловушек наступил также и в других районах. К числу таких областей относится большая геосинклиналь, простирающаяся от западной части Южной Дакоты к Северному Ледовитому океану (Arctic Ocean), где поиски стратиграфических ловушек ведутся полным ходом. На континентальном шельфе они только начинаются. Поэтому можно ожидать, что по мере того как перспективы обнаружения структурных ловушек в нефтеносных областях будут исчерпываться, разведчики постепенно будут переходить от «структурных» сейсмических методов поисков к «стратиграфическим». Несомненно, что такой переход будет осуществляться в течение многих лет.

Характеристика нефтяных залежей в стратиграфических ловушках

Нефтяные и газовые залежи, заключенные в стратиграфических ловушках, обнаруживают большое разнообразие как в отношении занимаемой ими площади, так и в отношении их продуктивности. Как и самое крупное нефтяное месторождение в западном полушарии месторождение Ист Тэксис, так и самое крупное в мире газовое месторождение — Панхендл-Хьюготон (Panhandle-Hugoton), связаны с ловушками стратиграфического типа. Площадь газового месторождения Панхендл-Хьюготон превышает 2 млн. *га* или 20 000 *км*^{2}. Площадь газового месторождения Монроэ в Луизиане равна 250 000 акров (1000 *км*^{2}), а газового месторождения Кэнауха-Джэксон (Kanawha-Jackson), штат Западная Вирджиния, 780 *км*^{2}. Ист Тэксис, занимающий площадь

в 460 км², дал более 675 млн. т нефти. Залежи во всех этих месторождениях находятся в ловушках, которые по своей природе полностью или частично являются стратиграфическими. С другой стороны, из месторождения Бэргхем (Burgham) в Кауэйте, занимающего площадь всего лишь в 90 км², было добыто значительно больше нефти — примерно 1350—1480 млн. т нефти. Благодаря такой огромной добыче это месторождение пользуется мировой известностью.

Месторождение Бэргхем приурочено к закрытой антиклинали. Как указывает А. Леворсен (203), из 22 наиболее крупных нефтяных месторождений США девять содержат залежи в стратиграфических ловушках. В то же время, некоторые нефтяные залежи, заключенные в стратиграфических ловушках, настолько малы, что на них можно заложить всего лишь одну или две скважины. Если принять во внимание огромные размеры некоторых залежей стратиграфического типа и то обстоятельство, что вообще стратиграфические ловушки являлись объектом усиленных поисков, то станет очевидным, что существуют еще неоткрытые стратиграфические ловушки, таящие в себе огромные запасы нефти и газа.

Геологические методы поисков стратиграфических ловушек

О региональных условиях, благоприятных для возникновения стратиграфических ловушек. Непостоянство коллекторов представляет собой региональное условие, наиболее благоприятное для развития стратиграфических ловушек. Они возникают при наличии линзообразных песков, изменении пористости известняков и доломитов или срезании коллекторов в местах несогласий в результате перерывов и перекрытия пластов. Если коллекторы обладают большой протяженностью, то, вероятно, нефтяные или газовые залежи, образовавшиеся в стратиграфических ловушках, будут большими; в таких случаях можно проводить бурение «диких кошек». Труднее обнаружить залежи в коллекторах с ограниченным распространением, так как стратиграфические залежи нефти и газа в них будут небольшими. Разведывать их труднее, и они не представят большой промышленной ценности. Существенным признаком стратиграфической ловушки является выклинивание коллектора вверх по восстанию до достижения им дневной поверхности.

Непостоянство коллекторов быстро обнаруживается в том случае, если в районе ведется интенсивное бурение и если сопоставление разрезов проведено с достаточной точностью. Это иллюстрируется рис. 26-1, взятым из работы Д. Суона и Э. Атертона (D. H. Swann and Elwood Atherton) (337). Изображенная схема не является геологическим разрезом через структуру —

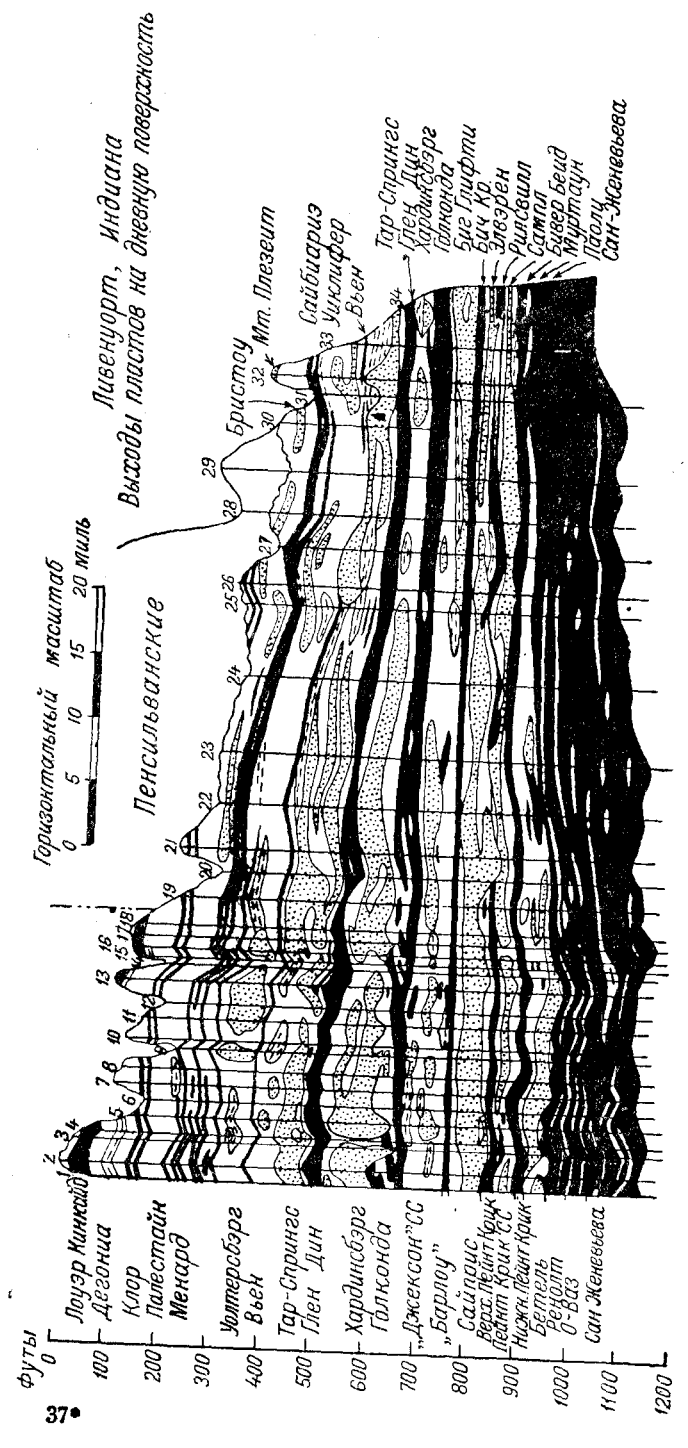


Рис. 26-1 Разрез [строение] свиты Честер (верхнемиссисипского возраста) между нефтяным месторождением Пул в западной части Кентукки и выходами свиты на поверхность у Ливенуорта Индиана. (По Swann and Atherton. Ill. Geol. Surv.).

1 — глинистые породы; 2 — известняки; 3 — песчаники; 4 — алевролиты.

известняк Бич Крик (Beech Creek) представлен на ней в виде горизонтальной линии. В действительности, все отложения наклонены влево [падают на запад], и, соответственно этому, стратиграфические ловушки образуются вследствие выклинивания к востоку песчаных пластов.

Непостоянство коллекторов, изображенное на рис. 26-1, является довольно обычным для нефтеносных и газоносных песков. Известно, правда, несколько продуктивных горизонтов, как, например, песчаник Св. Петра (the St. Peter sandstone) в северной части Миссисипской долины и пермские известняки и доломиты, дающие газ в месторождении Хьюготон, которые непрерывно прослеживаются на сотни километров, однако такие случаи постоянства коллекторов являются редкими. Существует традиция проводить сплошные линии, соединяющие отдельные пласты песчаника, вскрытые разными скважинами, т. е. считать, что песчаники протягиваются между ними. Однако в промежутках между скважинами может иметь место целый ряд выклиниваний, которые нельзя изобразить, так как невозможно узнать их местоположение.

Перерывы и несогласные перекрытия пластов. Многие крупные нефтяные месторождения, включая и Ист Тэксис, приурочены к участкам развития перерывов и несогласных перекрытий пластов. Определение местоположения ловушек такого типа успешно производится посредством изучения подземного рельефа. В первую очередь определяется местоположение зоны несогласия, а затем высчитывается угол между несогласно покрывающими слоями и пористым горизонтом, что дает возможность определить место пересечения поверхности несогласия и коллектора. Ловушкой является обычно самая высокая зона вдоль этого пересечения. Разумеется, для точного определения местоположения ловушек требуется большое количество скважин, однако исследование подземного рельефа в значительной мере снижает количество сухих скважин.

Значительно меньше затрат требуется при поисках верхних ограничений [зон выклинивания] песчаных известняковых или доломитовых коллекторов большой протяженности, когда эти поиски ведутся не с помощью бурения наугад, а путем изучения подземной геологии. Нефть и газ накапливаются в таких ловушках, обычно там, где находятся антиклинальные поднятия; на основании данных о подземном рельефе часто удается установить примерное положение как антиклиналей, так и зон выклинивания коллекторов. Там, где песчаные линзы или пористые зоны в известняках и доломитах обладают малой протяженностью, подземные данные не играют существенной роли в обнаружении их местоположения. В действительности, из всех методов поисков ловушек, представляющих собой пористые участки известняков, доломитов или песчаников локального распространения, ни один метод не является более успешным, нежели бурение наугад. *

Рис. 9-11, 9-16, 9-19 и 9-20 иллюстрируют различные типы стратиграфических ловушек, знание которых облегчает их поиски.

С помощью только лишь геологических методов очень трудно обнаружить известняковые и доломитовые рифы, но в ряде случаев на помощь приходит существование антиклинали, образующейся над рифом в результате уплотнения вышележащих отложений. Такие антиклинальные выступы, обычно небольших размеров, возникают на некотором расстоянии [по вертикали] над вершиной рифа. Некоторые рифы были обнаружены в результате тщательного поверхностно-структурного картирования. Антиклинали над рифами могут быть выявлены также с помощью подземных исследований. На многих площадях основные направления в расположении рифов выявляются по другим, находящимся поблизости и установленным ранее рифам, а также по общим палеогеографическим данным.

Геофизические методы поисков ископаемых рифов

В некоторых случаях стратиграфические ловушки удается обнаружить с помощью геофизики, в других — это оказывается невозможным. За последние годы на долю геофизики выпал успех в деле открытия целого ряда ископаемых рифов, несмотря на то, что их вообще очень трудно обнаружить. Действительно, трудности, связанные с открытием ископаемых рифов, являются одной из причин того, что еще многие рифы остаются невыявленными. Успех при поисках рифов с помощью геофизических методов зависит от степени различия в свойствах между породами, слагающими выступающую часть рифа, и прилегающими к нему породами. Если отложения, окружающие выступающую кверху часть рифа, представлены глинистыми породами, то поиски рифа путем применения геофизических методов будут более успешными. Это условие, по-видимому, является необходимым при поисках рифа любым методом, так как антиклинальный перегиб над рифом, являющийся следствием уплотнения, не смог бы образоваться, если бы риф не был погребен под глинистыми породами. Если выступающая часть рифа окружена известняком или доломитами, а не глинистыми сланцами, то в этом случае, вероятно, не будет нужного контраста в плотности или в упругости, необходимого для прослеживания контакта с помощью геофизических методов.

---

* С таким заключением автора согласиться нельзя. *Ред.*

Там, где риф вдается вертикально в глинистые отложения, как это имеет место в целом ряде случаев, его можно обнаружить методами гравиметрической съемки благодаря тому, что плотность известняка или доломита, слагающего риф, значительно больше, чем плотность глин. Разумеется, при вычислении плотностей необходимо иметь в виду то обстоятельство, что пористость пород, образующих риф, снижает их плотность. В тех случаях, когда при гравиметрических съемках оказывается возможным обнаружить ископаемые рифы, они проявляются в виде нечетких выступов или носов на фоне широких аномалий. Возможность обнаружения рифов с помощью гравитационных методов зависит не только от размеров рифа и степени различия в плотностях его тела и окружающих пород, но также и от характера других возможных изменений в силе тяжести на данном участке, которые способны воспрепятствовать распознанию природы аномалии.

Способы открытия ископаемых рифов с помощью сейсмической съемки в разных случаях могут быть различными. В отдельных случаях отражение получается от вершины рифа, но это скорее является исключением, чем правилом. В ряде случаев отражения получаются от внутренней массы рифа. Отражения от основания рифа возвращаются на поверхность через весьма короткий промежуток времени в том случае, если риф окружен глинистыми породами [shales]. Это можно было бы объяснить тем, что породы, подстилающие риф, образуют антиклинальный перегиб. Однако действительной причиной указанного явления может быть бóльшая скорость распространения волн в слагающих риф известняках и доломитах, чем в прилегающих к нему глинистых породах. В редких случаях наклонные пласты по краям рифа могут быть отмечены как круто наклонные отражающие поверхности. Один из лучших способов выявления рифов методом отраженных волн состоит в установлении в покрывающих отложениях антиклинального перегиба слоев, образовавшегося в результате их уплотнения, или в обнаружении наблюдающихся в таких случаях зон утонения пластов над рифом. В общем, геофизические методы приводят к более успешным результатам при поисках рифов, чем при поисках любых других видов стратиграфических ловушек; этот успех наводит на мысль о том, что геофизические методы будут полезными и после того, как завершится этап поисков структурно-тектонических ловушек.

Сейсмический метод отраженных волн может быть также использован для поисков ловушек, обусловленных перерывом в отложении и перекрытием пластов (рис. 26-2). На этом рисунке приводится структурный разрез, составленный на основе интерпретации сейсмических данных и их корреляции (район Оклахомы). Профиль вычерчен по графическим записям сейсмографа, позволившим произвести вполне удовлетворительную корреляцию. Совершенно очевидно, что пласты, залегающие ниже слоя A, падают вправо более круто, нежели покрывающие. Благодаря этому пласт A залегает с незначительным угловым несогласием на нижних слоях, отделяясь от них перерывом. Пласт B срезан несогласием в точке C, а пласт D — у точки E. Если эти выклинивающиеся пласты могут вмещать нефть, то налицо будут стратиграфические ловушки (в действительности, структурно-стратиграфические ловушки), обусловленные перерывом в отложениях. Они будут развиваться вниз по падению от точек C и E.



Рис. 26-2. Сейсмический разрез одного из районов в южной Оклахоме. Пример корреляции отложений. Горизонтальные линии показывают время (с интервалами в 0,1 сек.), истекшее с момента взрыва. Местоположение пунктов взрыва соответствует перерывам горизонтальных линий. Обратить внимание на искривление отражений в верхней части разреза.
(Century Geophysical Corp.).

Проблему обнаружения песчаных линз и выклиниваний [первичных?] вверх по восстанию пористых песчаников, известняков и доломитов следует отличать от поисков зон срезания пластов, связанных с перерывом в отложении и образованием угловых несогласий. Если известны местоположение несогласия и угол перерыва, то можно определить, где находится пересечение любого горизонта с поверхностью несогласия. Единственным сейсмическим критерием выклинивания пластов является факт потери отражений в месте перерыва. Метод отраженных волн не дает никаких других критериев для обнаружения места перехода пористого песчаника, известняка или доломита в глинистые породы.

Аренда и бурение на стратиграфические ловушки

Практика аренды участков и бурения «диких кошек» основывается, в общем, на убеждении, что нефть обычно находится в антиклиналях. Нефтепродуктивность рифов не настолько отличается от нефтепродуктивности антиклиналей, чтобы при разведке на нефть потребовались разные методы аренды и бурения; некоторое различие возникает в том случае, если нефть разыскивается в стратиграфических ловушках других типов. Это объясняется тем, что для открытия залежи потребуется большее количество сухих скважин, так как обычно невозможно установить с достаточной определенностью, где арендовать участок до бурения, и невозможно предугадать размеры залежи. В том случае, когда разыскиваемая ловушка является закрытой антиклиналью, участки можно брать на закрытой площади антиклинали; в случае стратиграфической ловушки неясно не только положение ловушки, но обычно невозможно также определить, насколько ловушка заполнена нефтью.

Если большие группы участков не арендованы до бурения, то основная часть залежи может оказаться расположенной на участках других компаний. В сравнении с бурением на закрытых антиклиналях поиски нефти в стратиграфических ловушках имеют существенный недостаток, который состоит в том, что для того, чтобы обнаружить залежь, потребуется большее количество скважин, а после того, как залежь будет найдена, может оказаться, что большая ее часть находится на участках других владельцев. Избежать этого можно путем аренды больших групп участков.

Можно с уверенностью сказать, что поиски стратиграфических ловушек будут продолжаться до тех пор, пока это будет выгодно; как только эти поиски станут экономически невыгодными, они прекратятся. Стратиграфические ловушки, которые можно обнаружить с помощью геофизики и которые занимают определенную, ограниченную площадь, как например, некоторые рифы, разбуриваются теми же методами и при тех же арендных условиях, которые применяются при поисках антиклиналей. Может оказаться, что бурение на стратиграфическую ловушку, требующую большого количества скважин для своего выявления, при современных ценах будет убыточным.

Глава 27

ПОИСКИ НЕФТИ НА КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ШЕЛЬФАХ

Принято считать, что континентальные шельфы составляют ту часть морского дна, которая простирается от береговой линии до глубины в 600 футов (180 *м*). До этой глубины наклон в сторону моря является очень пологим; затем он становится более крутым. Уже в течение многих лет нефть добывается из мелководья, прилегающего к калифорнийскому побережью; эта часть шельфа, однако, представляет подводное продолжение нефтяных месторождений, открытых на суше. За последние годы в центре внимания нефтяников находится мелководье у побережий Луизианы и Техаса; здесь именно и сосредоточена, в основном, добыча нефти на континентальном шельфе. Интерес к этой области вызван тем, что некоторые из открытых на материке нефтяных и газовых месторождений протягиваются до береговой линии. С геологической точки зрения имеются все основания предполагать, что эти месторождения продолжаются и в зоне мелководья, прилегающей к побережью Голфкоста.

По данным Ч. Т. Джонса (C. T. Jones) (176) морская разведка на нефть и газ, начатая у побережья Мексиканского залива в 1940 г., к 1946 г. достигла своего современного размаха. Как указывает журнал Уорлд Ойл (World Oil) (4) за период между 1944 и 1949 гг. нефтяные компании затратили более 100 млн. долларов на разведку континентального шельфа, добыв при этом нефти на 340 000 долларов. В данное время в Голфкосте открыто 10 нефтяных месторождений, 4 месторождения газоконденсата и 4 газовых месторождения. На рис. 27-1 (4) показано распределение буровых работ на континентальном шельфе и побережье Техаса и Луизианы по состоянию на 1 мая 1949 г. Все бурение сосредоточено у материка; наибольшие освоенные глубины в заливе достигают 55 футов (16,5 *м*). * Буровые вышки устанавливаются на искусственном основании, покоящемся на

* В СССР индивидуальные основания для буровых скважин сооружаются при глубинах моря до 24 *м*. В настоящее время успешно осваиваются бо́льшие глубины. *Ред.*

дне. Такое сооружение, вероятно, нельзя воздвигать на глубинах, превышающих 90 футов (27 *м*); методы бурения в условиях большой глубины воды, по-видимому, еще не разработаны.*

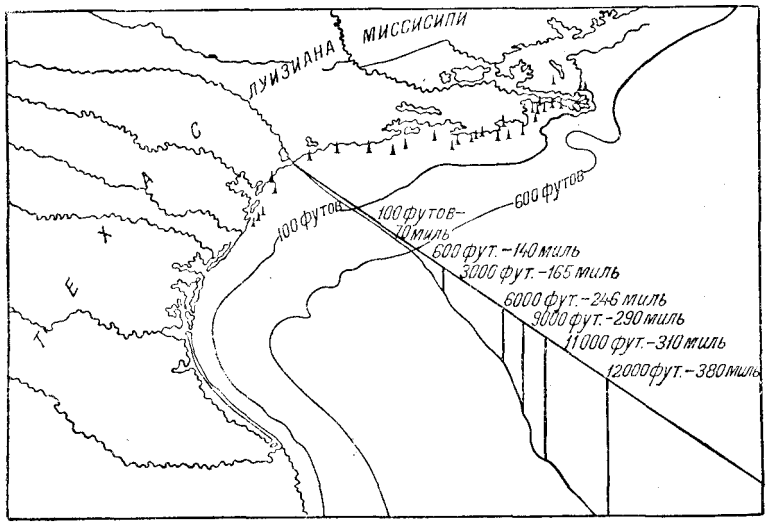


Рис. 27-1. Схема размещения скважин на континентальном шельфе. (World Oil and The Humble Oil Co).

Общая площадь континентальных шельфов

По данным У. Пратта (Wallace E. Pratt) (264), общая площадь континентальных шельфов на Земле составляет 28,5—38,9 млн. *км*^{2}, из коих 2,6 млн. *км*^{2} находится у побережий США, включая Аляску (без Аляски — около 1,94 млн. *км*^{2}, из которых 0,33 млн. *км*^{2} приходится на Мексиканский залив). Территория США (общая площадь суши) составляет около 7,8 млн. *км*^{2}.

Хотя условия образования континентальных шельфов точно неизвестны, однако ясно, что шельфы не представляют собой просто результат накопления [piles] осадков, образовавшихся за счет размыва материка, как это считали раньше. По мнению Ф. Шепарда (Francis P. Shepard) (314), целый ряд признаков указывает, что континентальные шельфы отграничены от открытого моря большими сбросами, за которыми располагается опущенная область.

На очень небольшой глубине ниже уровня моря в подводных каньонах на континентальных склонах у Атлантического побережья США были обнаружены верхнемеловые породы. Залегание пород мелового возраста у края континентального шельфа наводит на мысль, что некоторые континентальные шельфы, вероятно, располагаются на древних отложениях, слишком метаморфизованных [too much altered]* для того, чтобы сохранить свою нефте-газоносность. Однако не может быть сомнения в том, что для ряда участков континентальных шельфов характерны неметаморфизованные осадки большой мощности.

Геофизические работы на континентальных шельфах

Разведка на нефть на континентальных шельфах почти полностью базируется на геофизических методах. Скважины задаются слишком далеко друг от друга, чтобы оказать существенную помощь в обнаружении структуры; при картировании же структуры нельзя использовать обнажения, а если и можно, то в очень малой степени. Так как на суше целый ряд соляных куполов был выявлен по повышениям рельефа, то естественно было предположить, что повышения дна аналогичным образом могут указывать на соляные купола и в области континентального шельфа. Нам неизвестны случаи, когда на континентальном шельфе по повышениям дна были бы открыты какие-либо соляные купола, однако Д. Б. Карси (J. Ben Carsey) (54) и Ф. Шепард (314) указывают, что у внешнего края континентального шельфа находится большое количество округлых или овальных возвышений, покрытых плотной массой известковистых водорослей.

Нефтяные и газовые месторождения в зоне континентальных шельфов, по всей вероятности, связаны в основном с соляными куполами. Известны случаи, когда нефть была найдена в ловушках, образовавшихся благодаря экранированию коллекторов сбросами, но эти сбросы, вероятно, связаны с соляным куполом. Здесь, так же как и на суше, широко применяются магнитометрические, гравиметрические и сейсмические методы. Однако условия работы на континентальном шельфе более благоприятны для применения сейсморазведки методом отраженных волн, чем для применения метода преломленных волн или гравиметрии. На суше гравиметровые работы стоят значительно дешевле и производятся быстрее сейсмических. В морских условиях это преимущество сходит на нет, так как при гравиметровых работах для по-

* В 1954 г. в США было начато проектирование морской платформы для бурения у берегов Калифорнии в океане на участке глубиною в 75—100 *м*. Проектируемая опорная конструкция должна будет противостоять ударам волн высотой 9 *м*, ураганам при скорости ветра в 110 *км/час* и землетрясениям, обычным в районе тихоокеанского побережья. В 1956 г. в США были сконструированы передвижные буровые основания для работы на глубинах моря до 60 *м*. *Ред.*

* См. дополнение редактора на стр. 295.

лучения отсчета необходимо останавливать судно и погружать гравиметры на дно, в то время как при морских сейсмических съемках не надо останавливать корабли и нет необходимости в бурении взрывных скважин. По данным М. Слотника (M. M. Slotnick) (323), при работе на море ежедневная производительность одного гравиметра — 10 пунктов, одной сейсмостанции — 150 пунктов взрыва. Месячная стоимость средней геофизической партии, имеющей в своем распоряжении 5 шлюпок, составляет около 50 000 долларов. Лучшие результаты на континентальных шельфах, по-видимому, дают методы определения падения и непрерывного профилирования.

Разведка нефти и газа на континентальных шельфах *

По мнению авторитетных лиц запасы нефти на континентальных шельфах очень велики. В то же время работы в морских прибрежных условиях связаны с двумя неблагоприятными обстоятельствами. Одно из них — существование юридической неясности в отношении прав, вызванной противоречивостью требований, с одной стороны, Федерального правительства, а с другой — Штатов. Другой отрицательный момент заключается в весьма большой дороговизне разработки нефтяных залежей на континентальных шельфах. Стоимость одних и тех же видов работы в морских условиях в три раза превышает их стоимость на суше.

Естественно возникает вопрос, почему же все-таки, несмотря на высокие затраты и юридические (правовые) затруднения, нефтяные компании охотно ведут бурение на континентальном шельфе. Причиной этого является то, что континентальные шельфы представляют собой девственную территорию [своего рода целину], несомненно, с крупными структурами, таящими большие запасы нефти и газа. Во многих нефтеносных областях на суше длительные и интенсивные поисковые исследования завершились открытием всего лишь небольших месторождений, причем даже эти месторождения постепенно истощаются. Очевидно, лучше всего можно получить представления о запасах нефти на континентальном шельфе путем определения (в кубических километрах) объема осадочных пород, вероятно развитых на шельфе, и допущения, что их средняя продуктивность равна средней продуктивности осадочных отложений, распространенных на суше. Иными словами, допускается, что запасы нефти в одинаковых объемах пород, развитых на шельфе и на суше, одни и те же. По данным У. Пратта (264), объем осадочных пород, слагающих нефтяные месторождения США [материковой части страны], составляет от 10,4 до 12,4 млн. $км^3$. Объем осадков на континентальных шельфах определяется от 166 до 207 млн. $км^3$, и если их средняя продуктивность та же, что и осадочных пород, слагающих нефтяные месторождения США, то шельфы смогут дать около 134 млрд. *т* нефти, что приблизительно в 500 раз превышает ежегодную мировую добычу. * Континентальный шельф у побережья Калифорнии представляет узкую полосу. Она шире у Атлантического побережья США и у берегов Мексиканского залива. На прибрежной равнине, расположенной севернее Флориды, не производится никакой добычи нефти, но так как развитые там отложения увеличиваются в мощности в сторону моря, по крайней мере на некотором расстоянии от берега, то более глубокая зона шельфа в этом районе, вероятно, более перспективна в отношении нефтеносности.

* По мнению М. К. Калинко, шельфовая зона значительно богаче нефтяными и газовыми месторождениями, чем суша, что связано с проявлением общей закономерности распределения залежей нефти и газа в земной коре — приуроченностью их к впадинам. Этот вывод обосновывается следующим: во-первых, зона шельфа нередко представляет периферическую часть структурных впадин, в которой породы в течение длительного времени имели региональный наклон. Во-вторых, зоны шельфа, располагающиеся на продолжении впадин, начинающихся на суше, будут представлять в структурном отношении наиболее погруженные их части. Такие части впадин, как показывает анализ данных всех нефте-газоносных провинций мира, наиболее богаты залежами нефти и газа. Подробнее об этом см. статью М. К. Калинко «К методике поисков нефти и газа в новых провинциях». Сб. «Геология и геохимия», 2 (VIII), ВНИГРИ, Л., 1958. *Ред.*

* В настоящее время во всем мире добывается более 800 млн. *т* нефти; следовательно, эти запасы, столь условно и упрощенно подсчитанные автором, превышают ежегодную добычу лишь в 200 раз. *Ред.*

Глава 28

РАЗВЕДКА НА НЕФТЬ И ГАЗ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ

Зависимость промышленной нефте-газоносности от возраста продуктивных отложений

В каждой промышленно нефте- и газоносной области, как правило, наблюдается, что свиты определенного возраста весьма продуктивны, в то время как другие не содержат ни нефти, ни газа. Однако обобщение в мировом масштабе данных о продуктивности отложений различного возраста показывает, что не существует определенной связи между продуктивностью свит и их возрастом. Породы, относящиеся к определенному геологическому периоду, могут быть лишены нефти на одной площади и быть высоко продуктивными на другой. В тех районах, где нефть приурочена к определенным свитам, нефтеносность определяется не возрастом, а их литологическими свойствами.

Докембрийские породы не дают значительной продукции, хотя в некоторых районах, где они слагают фундамент, нефть в них была найдена. В этих случаях нефть, вероятно, просто мигрировала из более молодых материнских пород. Там, где в результате растворения, выветривания или трещиноватости породы фундамента [basement rocks] стали пористыми и проницаемыми, они могут быть коллекторами нефти и газа независимо от их возраста. Нефть была найдена в кембрийских отложениях в месторождениях Лост Солджер (Lost Soldier) и Уэртц (Wertz) в Уайоминге. Однако существенное значение нефтедобычи из кембрийских слоев во многом определяется отнесением к кембрию формаций Арбокл и Элленбергер, являющихся важными нефтеносными горизонтами в Техасе, Оклахоме и Канзасе. Крупные залежи нефти присущи отложениям всех геологических систем, начиная с кембрийской, за исключением триасовой. Крупная добыча нефти ведется из пород, относящихся ко всем эпохам кайнозойской эры, за исключением плейстоцена.* Особое место,

* «Плейстоцен», отвечающий четвертичному периоду, в настоящее время часто выделяют в особую, новейшую эру (антропоген). *Ред.*

благодаря крупной добыче нефти, занимают кайнозойские, меловые, пермские, пенсильванские, девонские и ордовикские отложения.

Региональное распределение нефти и газа

Связь с региональными структурами. Залежи нефти и газа обнаружены в геосинклиналях и на континентальных платформах. На северное полушарие, очевидно, приходится львиная доля добычи и запасов нефти, и это следует отнести за счет неодинакового распределения суши между полушариями. Установление наличия залежей нефти в геосинклиналях является одним из наиболее важных обобщений нефтяной геологии. Часто бывает так, что нефть имеется лишь на одной стороне или на одном крыле первоначального геосинклинального прогиба; другая сторона может быть трудно доступной или же перспективные горизонты там перекрыты надвигами, как это имеет место в Аппалачской геосинклинали и геосинклинали Альберта. Наличие нефти в широких региональных сводах или в геоантиклиналях, разделяющих геосинклинали, зависит от того, насколько сильно они эродированы и как глубоко проникли в эти поднятия агенты выветривания. В северном Огайо, где антиклиналь Цинциннати, разделяющая Аппалачский и Внутренний Восточный бассейны, в структурном отношении является менее приподнятой, было открыто крупное нефтяное и газовое месторождение Лайма-Индиана (Lima-Indiana). Далее к югу, где антиклиналь [свод] Цинциннати приподнимается и где она более глубоко эродирована, нефть отсутствует. Как говорилось выше, сводовые региональные поднятия представляют обычно территорию, благоприятную для образования залежей нефти и газа, а локальные структуры являются более перспективными, если они приурочены к какому-либо региональному своду в геосинклинальной области.

Региональные признаки нефтеносности. Каждая нефтеносная область или нефтеносная провинция обладает определенными признаками, которые могут быть полезными при поисках нефти. Как уже упоминалось выше, в каждом районе некоторые свиты оказываются сухими [лишенными нефти и газа], в то время как другие дают нефть или газ. Характер продуктивности, если таковая обнаружена, также определяется исключительно особенностями самой свиты. Типы продуктивных структур в каждом регионе обнаруживают черты сходства, а некоторые площади характеризуются и своим типом пород, дающих нефть или газ. Так как эти региональные признаки имеют большое значение при оценке перспектив нефтеносности, при выборе методов разведки и определения глубины, на которую нужно вести бурение, то они должны быть установлены безошибочно. В районе, где вся до-

быча нефти производится из закрытых антиклиналей, нефть в стратиграфических ловушках может остаться и необнаруженной, если для их поисков не велось бурения. В таком районе шансов на открытие залежей в стратиграфических ловушках может быть значительно больше, чем на тех площадях, где из стратиграфических ловушек уже добывают нефть и где, следовательно, они уже были опробованы. Нефтяные компании часто отказывались вести поисковые работы на некоторых участках (которые после оказывались продуктивными), только лишь потому, что по своему строению они отличались от тех площадей, где ранее были обнаружены нефтяные залежи.

Можно назвать некоторые признаки из числа тех, которые связаны с определенными промышленно нефтеносными районами. В Аппалачском месторождении важным условием нефте- и газонакопления является наличие стратиграфических ловушек. * В Мичиганском бассейне большая часть добычи сосредоточена на закрытых антиклиналях. В Внутреннем Восточном бассейне большая часть нефти добывается из антиклиналей, но наряду с этим значительную роль играют стратиграфические ловушки. То же самое можно сказать о месторождениях Мид-Континента. На побережье Мексиканского залива (Голфкост) главным структурным типом являются, конечно, соляные купола, а в области Скалистых гор — крутые антиклинали с большой амплитудой.

Определение запасов нефти на территориях, где ведется бурение первых поисковых скважин **

Если нефтяное месторождение эксплуатируется в течение некоторого времени, то промысловые инженеры-нефтяники с полным основанием могут произвести точные расчеты общего количества добытой и могущей быть полученной нефти (ultimate production). Это обычно фиксируется как «доказанные» («proven») запасы. С другой стороны, при подсчете объема нефти для еще неоткрытых залежей (undiscovered oil) приходится сталкиваться с большими неясностями. Подсчеты доказанных запасов нефти производятся промысловыми инженерами-нефтяниками, а подсчеты запасов нефти и газа в еще не открытых залежах, разумеется, лучше всего могут произвести геологи. В оценке запасов существует еще так много неясностей, что ее результаты следует рассматривать лишь как предположительные, а не как вполне определенные. При одних и тех же данных подсчеты неоткрытых запасов, произведенные геологом-оптимистом, могут раз в 100 превышать подсчеты пессимистично настроенного геолога.

* См. примечание на стр. 10. *Ред.*

** В оригинале говорится об определении запасов нефти «wildcat territory». Под wildcat territory автор понимает, по-видимому, площади, на которых осуществляется бурение вообще первых поисковых (не обязательно «диких») скважин. *Ред.*

Достаточно привести один пример точности подсчета запасов неоткрытой нефти. В 1921 г. Геологическое Управление США и Американская Ассоциация нефтяных геологов совместно произвели оценку нефтяных ресурсов Соединенных Штатов. Согласно цифрам, приведенным в 1938 г. А. Дьюссеном (Alexander Deussen) (86), добытая ранее нефть плюс доказанные ее запасы были оценены в 12 млрд. баррелей [1,62 млрд. *т*], а неоткрытая нефть — в 2,4 млрд. баррелей [324 млн. *т*]. По данным А. Л. Солиди (A. L. Soliday) (327), опубликованным в 1949 г., известные [known] запасы и уже добытая нефть составляют для США 75 млрд. баррелей [10,1 млрд. *т*]. Следовательно, за истекшее время было открыто 63 млрд. баррелей [8,5 млрд. *т*], т. е. количество, в 26 раз превышающее оценку, данную в 1921 г. Напрашивается вывод, что если даже в оценке, произведенной лучшими в то время геологами, была допущена столь крупная ошибка, то все такие расчеты являются бесполезными. Однако вследствие большой необходимости в них, подобные определения запасов все же будут, по-видимому, производиться.

Один из лучших методов оценки неоткрытых запасов в обширных регионах заключается в определении объема (в кубических километрах) известных морских отложений и подсчета средних запасов в 1 $км^3$, исходя из данных о продуктивности [запасов нефти] 1 $км^3$ в аналогичных областях. По данным Ф. Дж. Фоза (F. J. Fohs) (110) были вычислены следующие запасы нефти (в тоннах в 1 $км^3$) на глубинах до 6100 *м*.

Бассейны Мичиган и Кентукки	200
Иллинойс	1100
Техасское побережье Голфа	1900
Оклахома	2300
Калифорния	5800
Техас (в целом)	1200

Для того чтобы определить, какое же содержание нефти в 1 $км^3$ нужно взять для расчета, следует учитывать благоприятные и неблагоприятные условия, которые отличают данную площадь от площади, взятой для сравнения. Например, содержание нефти в 1 $км^3$ осадков континентального шельфа у Атлантического побережья к северу от Флориды вероятно меньше, чем в осадках континентального шельфа у побережья Техаса и Луизианы. Это предположение вытекает из того факта, что в осадочных отложениях прибрежной равнины к северу от Флориды, прилегающих к континентальному шельфу, нет нефти, а осадочные породы, развитые на прибрежной равнине Луизианы и Техаса, обеспечивают крупную добычу нефти.

При оценке продуктивности 1 $км^3$ осадков следует, по-видимому, учитывать глубинный фактор [влияние глубины]. В то время, когда писалась эта книга, самой глубокой скважиной в мире являлась скважина в округе Саблет (Sublette County), штат Уайоминг; ее глубина 20 521 фут [6254 *м*], а самая большая глубина, с которой добывалась нефть, составляла 4650—4730 *м* в округе Керн (Kern County), штат Калифорния. Очевидно, осадочные породы на глубине в 20 000 футов [6100 *м*] следует рассматривать, как возможно нефтеносные. Возможно, что в осадочных породах, залегающих на глубинах от 3,2 до 4,8 *км*, количество нефти в 1 $км^3$ будет меньшим, чем в породах, залегающих на глубинах до 3,2 *км*.

Делались попытки определить запасы нефти путем подсчета площади закрытых участков структур, определения возможной их продуктивности и вероятной добычи с единицы площади (*с акра*). Однако случаи, когда все структуры в регионе становятся известными до проведения в нем интенсивного бурения, очень редки. Кроме того, этим методом нельзя воспользоваться для подсчета запасов нефти, заключенной в стратиграфических ловушках.

Важное значение при оценке нефте- и газоперспективности области имеет величина отношения собственно продуктивной площади добычи ко всей площади района в целом. Для некоторых геосинклинальных областей, в пределах которых имеются нефтяные месторождения, продуктивная площадь составляет от 1 до 5% от общей площади; для отдельных участков процент продуктивной площади может быть более высоким. Эта величина определяет степень вероятности удачных результатов бурения задаваемых наугад «диких кошек». Если можно считать, что в данной области продуктивными будут 5% общей площади, то вероятность удачи для первой заданной наугад «дикой кошки» будет выражаться отношением 1 к 20. Скважина, заданная в более перспективных районах нефтеносной геосинклинальной области, вероятно, будет иметь больше шансов на открытие нефти, нежели скважина, заложенная на антиклинали с достаточной амплитудой, но в регионе, где не было найдено никакой нефти. Разумеется, если скважина задана в нефтеносном районе на основе правильных геологических предпосылок, то вероятность нахождения ею нефти будет большей, чем в случае бурения наугад. Иногда, однако, скважины, заданные наугад (обычно относимые в литературе к числу скважин, задаваемых «нетехническими» методами), находят нефть; объясняется это тем, что в некоторых районах отношение продуктивной площади к нефтеносной является сравнительно большим.

Там, где продуктивным является значительный процент общей площади региона, нефть часто обнаруживают в небольших

структурах, в незамкнутых антиклинальных носах * и стратиграфических ловушках, которые сами по себе не заслуживали разведки, если бы они не находились вблизи заведомо нефтеносных участков. Тот факт, что многие нефтяные компании проектируют бурение «диких кошек» в пределах территории, находящейся недалеко от уже обнаруженных нефтяных месторождений, следует рассматривать как подтверждение относительно большой вероятности обнаружения нефти даже в таких условиях, которые в других регионах считаются обычно неблагоприятными. Наличие промышленных залежей и является, несомненно, единственным достоверным признаком нефтеносности региона. Благоприятные поверхностные признаки, нефте- и газопроявления в скважинах, подходящие свиты и структуры — все это является хорошим показателем нефтеносности региона; однако указанные признаки нельзя считать безошибочными, гарантирующими открытие промышленных залежей.

Факторы, которые необходимо учитывать при оценке перспектив отдельных новых площадей

При подсчете запасов нефти и газа в крупных районах учитываются в целом все местные вариации для отдельных участков факторов, влияющих на оценку ресурсов. При оценке перспектив небольших новых площадей, например какой-либо антиклинали или ее части, необходимо принимать во внимание следующие факторы и данные: характер структуры, главным образом ее амплитуда, степень изолированности и площадь замкнутого контура [closed area];** результаты бурения аналогичных структур в этом же районе; причины отсутствия нефти в ближайших сухих скважинах; общие региональные черты [trends]; глубины залегания, а также мощность, пористость и проницаемость перспективных горизонтов. К региональным чертам относятся: региональный начальный метаморфизм [катагенез],*** прогрессирующие изменения пористости и проницаемости и общие изменения относительного количества нефте- и газоносных структур в том или ином направлении. Вообще же не существует какого-либо проверенного метода, который позволил бы еще до бурения определить, будет ли данная структура содержать залежи нефти или газ. Если в данном районе уже открыт ряд месторождений, то сведения, которые можно почерпнуть из материалов по этим месторождениям, должны лечь в основу оценки перспектив новой площади.

* См. примечание редактора (*Н. В.*) на стр. 110—111.

** Closed area — площадь, оконтуриваемая самой нижней стратоизогипсой, замыкающейся в пределах поднятия (см. стр. 110—111). *Ред.*

*** См. дополнение редактора на стр. 295.

Сравнение различных поисковых методов

У многих, вероятно, сложилось мнение, что в настоящее время выбор мест для заложения первых поисковых скважин [wildcat wells] в большинстве случаев производится на основе данных, полученных с помощью геофизических методов, а не полевых геологических исследований, которые, как метод, позволяющий размещать поисковые скважины, сошли со сцены. Наилучшую информацию о том, какие методы являются наиболее ходовыми и наиболее успешными, можно получить из ежегодных обозрений, посвящаемых итогам разведки и разработки нефтяных месторождений и публикуемых Американской Ассоциацией нефтяных геологов. Общие результаты за каждый год подытожены в работах Ф. Лэхи (191). Важные сведения можно почерпнуть из статистических данных о поисковых скважинах в новых районах, к которым можно отнести как скважины, заложенные на структуре с неустановленной еще нефтеносностью, так и скважины, отстоящие от ближайшего нефтяного промысла более чем на 2 мили [3,2 км]. По данным Ф. Лэхи, 13 таких скважин, из числа заданных в 1948 г., по технической рекомендации,* оказались успешными. Из общего числа поисковых скважин, заложенных в 1948 г. в новых районах, 2271 была размещена по данным геологии,** 719 — геофизики, а 499 — по комбинированным данным геологии и геофизики. Среди таких скважин, заданных только лишь с помощью геологии, число удачных составляет 10,3%, заложенных с помощью одной геофизики — 17,3%, а рекомендованных на основе согласования данных геологии и геофизики — 24,8%.

Большинство точек для заложения поисковых скважин намечается с помощью методов подземной геологии; тем не менее, поверхностная геология все еще является важным методом размещения скважин в области Скалистых гор и Калифорнии.

Несмотря на огромные капиталовложения больших нефтяных компаний в разведку, нефтяные и газовые месторождения в большинстве случаев открываются небольшими компаниями, обычно называемыми независимыми. В 1948 г. крупные нефтяные компании пробурили 948 поисковых скважин в новых районах [new-field wildcats], независимые — 2941 скважину; 407 скважин было заложено независимыми нефтяными компаниями, но бурение финансировалось крупными. В первом случае было открыто 182 новых месторождения, во втором — 280, а в третьем — 39.

* Вероятно, имеются в виду рекомендации геологов-нефтяников. *Ред.*

** В данном случае автор имеет в виду полевые геологические данные. *Ред.*

Следует заметить, что процент удачных поисковых скважин соответственно составил 23,8 (крупные компании), 9,5 (независимые компании) и 10,6 (третий случай).

О влиянии предвзятых идей на поисковое бурение

Геологи и ведущие работники компаний в своих советах относительно бурения поисковых скважин руководствуются привычными представлениями, которые в свое время были довольно широко распространены, но далеко не всегда надежно обоснованы с геологической точки зрения. В некоторых случаях эти идеи вытекают из убеждения, что вновь открываемые нефтяные месторождения будут точно такими же, как уже разрабатываемые; в других случаях господствующие представления являются порождением ошибочных геологических концепций. Многие новые нефтяные месторождения были открыты на площадях, которые с точки зрения положений, господствующих в геологии того периода, расценивались как неблагоприятные. Одним из классических примеров вредного влияния предвзятых идей в геологии является история разведки Бахрейских островов в Персидском заливе. Как указывает Э. Б. Нобль (Earl B. Noble) (251), европейские геологи, знающие старые нефтяные месторождения Ирана, не склонны были рекомендовать бурение на этих островах, исходя из того, что отложения, дающие нефть в Иране [на материковой его части], отсутствуют (эродированы) на Бахрейских островах. Американские же геологи, которым не мешало такое предвзятое мнение, рекомендовали бурение, в результате чего было открыто исключительно прибыльное нефтяное месторождение.

Глава 29

БУДУЩЕЕ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ

При выборе той или иной профессии необходимо проанализировать все, что можно узнать относительно ее будущего; особенно важно узнать, насколько данная профессия является перспективной. Нефтяная геология представляла бы собой довольно незавидную специальность, если бы потребность в геологах-нефтяниках в последние годы стала бы падать. Можно полагать, однако, что она будет расти вместе с ростом нефтедобычи.

Многие данные, характеризующие общее развитие нефтяной промышленности, проливают свет на ее будущее и соответственно на то, как будет расти потребность в геологах. В течение многих лет поиски структур производились повсеместно на одних и тех же площадях с помощью геофизических и геологических методов, и сейсмографы нефтяных компаний неоднократно покрывали одни и те же площади. Длительный успех этой работы обеспечивался как за счет усовершенствований сейсмических приборов и улучшения методов, так и за счет увеличения глубин, на которые распространялась съемка. В результате длительного изучения одних и тех же регионов в течение многих лет стала проявляться тенденция к уменьшению размеров вновь открываемых структур, а также нефтяных залежей. Число месторождений с запасами нефти более, чем в 100 млн. баррелей [13,5 млн. *т*], открываемых за 5 лет, уменьшилось с 27 в период с 1925 по 1930 гг. до 9 в период с 1940 по 1945 гг. Ф. Лэхи (192) приводит следующие цифры для количества (в процентах) открываемых ежегодно месторождений с возможными запасами нефти более, чем в 10 млн. баррелей (1,35 млн. *т*):

Год открытия	Количество месторождений (в %) с запасами нефти более, чем в 10 млн. баррелей [1,35 млн. *т*]
1938	17,8
1939	13,7
1940	14,9
1941	8,1
1942	6,7
1943	5,7
1944	5,7
1945	4,2
1946	2,3

Другим важным показателем является число лет, в течение которых хватило бы подсчитанных запасов нефти, при сохранении объема ежегодной добычи. В 1948 г. нефтяные запасы США, по данным Лэхи (191), исчислялись в количестве, которого хватило бы на 12,3 года при сохранении ежегодной добычи на уровне 1948 г. Для последних 13 лет это соотношение между запасами нефти и годовой добычей остается тем же самым.

По-видимому, потребуется включение в разработку совершенно новых районов или введение новых технических средств для того, чтобы изменить указанную тенденцию в отношении

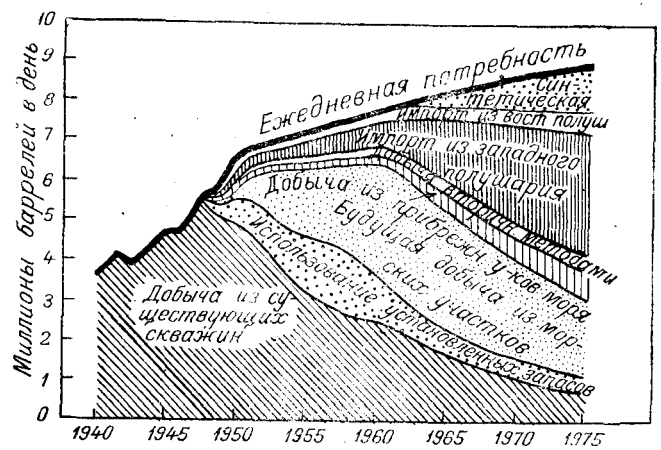


Рис. 29-1. Будущие источники нефти. 1 барелль равен 159 *л* и примерно отвечает 0,135 *т*. (По Soliday, Am. Inst. Min. Met. Eng.).

уменьшения размеров нефтяных залежей. Континентальные шельфы представляют собой одну из неразведанных областей развития осадочных пород. Другой территорией является геосинклиналь, простирающаяся через западные части Северной и Южной Дакоты, восточную часть Монтаны, провинции Саскачеван и Альберта, Британскую Колумбию и северо-западные территории Канады к Аляске и Ледовитому океану. Этот бассейн тянется приблизительно на 2000 миль [3200 *км*] и в одной лишь Канаде покрывает площадь в 800 000 миль [около 2 млн. *км*^{2}].

На рис. 29-1, заимствованном из работы А. Л. Солиди (A. L. Soliday) (327), представлен в виде диаграммы один из самых последних прогнозов будущего нефтяной промышленности. Как показывает кривая, добыча нефти будет медленно возрастать до 1960 г. По-видимому, в течение этого периода потребность в нефтяных геологах также будет возрастать. К 1960 г., согласно этой диаграмме, добыча нефти в Соединенных Штатах

*

пойдет на убыль и по мере того, как это снижение будет прогрессировать, потребность в геологах-нефтяниках в Соединенных Штатах также начнет уменьшаться. Необходимо, однако, иметь в виду, что эта диаграмма составлена только применительно к США. Снижение темпов в росте мировой добычи нефти, несомненно, не будет протекать столь быстро, как это будет иметь место в отношении добычи нефти в США.

О перспективах развития геологии нефти

Ввиду того, что многие из предсказаний, сделанных в 1920 г., потерпели крах, прогнозы относительно будущего геологии нефти будут приниматься весьма скептически, даже если они будут даваться самыми опытными экспертами.

Сейчас ясно, что нефтяная геология, вероятно, пройдет несколько стадий в своем развитии. На современном этапе гораздо большие средства затрачиваются на проведение сейсмических съемок, нежели на геологические работы. По данным Р. Коффина (R. C. Coffin) (67) и А. Леворсена (206), крупные нефтяные компании на геофизические съемки отпускают средств в 3—5 раз больше, чем на свои геологические отделы, несмотря на то, что определение местоположений поисковых скважин чаще производится именно геологической службой. А. Леворсен утверждает также, что геологические отделы в общем тратят только около 10% своего времени на открытие новых нефтяных месторождений. Согласно его данным нефтяные компании тратят, следовательно, в 30—100 раз больше средств на геофизические съемки, чем на геологические работы, связанные с открытием новых нефтеносных участков.

Можно предполагать, что современный этап поисково-разведочных работ, характеризующийся господством геофизики, продлится до того времени, когда нефтеносные структуры, обнаруживаемые с помощью геофизических методов, станут настолько малыми, а стоимость их открытия столь дорогой, что применение этих методов окажется невыгодным. Следовательно, можно думать, что наступит второй этап поисково-разведочных работ, на котором доминирующее положение будет занимать скорее геология, чем геофизика. В свете современных данных можно предполагать, что поиски нефти на втором этапе будут направлены на открытие стратиграфических ловушек, а не антиклиналей. Переход от первого этапа ко второму будет постепенным, так как в одних районах это произойдет раньше, чем в других.

В конце концов темпы открытия новых залежей настолько замедлятся, что нахождение и разработка их не будет иметь больших преимуществ в экономическом отношении по сравнению с получением нефти с помощью вторичных методов эксплуатации

и по сравнению с получением искусственной нефти из горючих сланцев и углей. На этом третьем этапе инженеры-нефтяники будут играть гораздо более важную роль, чем геологи. На четвертом и конечном этапе нефть будут получать главным образом из горючих сланцев и углей, и число используемых в настоящей промышленности геологов станет относительно небольшим.

В природе имеется достаточно запасов различных видов сырья, из которых можно получить нефть в количестве, необходимом для многих поколений. Как указывает К. Беслер (C. Besler) (35) только из горючих сланцев Колорадо, Юты и Уайоминга можно получить 345 млрд. баррелей [46,6 млрд. *т*] сланцевой нефти. Э. В. Мэрфри (E. V. Murphree) (240) считает, что запасы ископаемых углей в США исчисляются количеством, могущим удовлетворить все наши нужды на 1000 лет. Безусловно, потребуются многие годы для создания промышленности синтетической нефти, и в тот период, когда производство синтетической нефти будет налаживаться, может иметь место нехватка нефти.

Предсказания автора, если и содержат некоторую долю истины, то лишь в отношении развития нефтяной промышленности на территории США. Для СССР, занимающего $^1/_6$ часть мировой суши, возможны только самые оптимистические прогнозы. У нас растут одновременно и добыча нефти и газа, и открываемые из года в год все бóльшие их запасы. За последние десять лет добыча нефти в СССР выросла почти в четыре раза (только в пятой пятилетке открыто более 250 новых месторождений и залежей), а разведанные запасы нефти увеличены более чем в пять раз. В стране планомерно развиваются поиски совершенно новых нефтеносных и газоносных районов: усиливается разведка более глубоких горизонтов в открытых ранее нефтеносных областях; расширяется применение вторичных способов эксплуатации и вообще рациональных методов разработки нефтяных залежей; увеличивается продукция искусственного углеводородного газа и жидкого горючего и т. д.

В заключение следует подчеркнуть, что в свете новейших данных о происхождении нефти, полученных в результате специальных исследований советских и американских ученых, перспективы открытия новых месторождений весьма расширяются.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Adams George I., Principles Controlling the Geologic Deposition of Hydrocarbons, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 33, pp. 340—347 (1903).

2. Allison A. P., Beckelhymer R. L., Benson Don G., Hutchings R. M., Jr., Lake C. L., Lewis Ray C., O'Bannon P. H., Self S. R., and Warner C. R., Geology of the Katy Field, Waller, Harris and Fort Bend Counties, Texac, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 30, pp. 157—180 (1946).

3. Andrews E. B., Rock Oil, its Geological Relations and Distribution, *Am. Jour. Sci.*, 2d ser., vol. 32, pp. 85—93 (1861); Petroleum in its Geological Relations, *Am. Jour. Sci.*, 2d ser., vol. 43, pp. 33—42 (1866).

4. Anon., The Search for Oil on the Continental Shelf, *World Oil*, vol. 129, (Dec., 1949).

5. Appalachian Geological Society, Developments in Appalachian Area in 1946, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31, pp. 959—978 (1947).

6. Archie G. E., Electrical Resistivity as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics, *Am. Inst. Met. Min. Eng. Tech. Pub.*, no. 1422 (1942).

7. Archie G. E., Electrical Resistivity as an Aid in Core-analysis Interpretation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31, p. 356 (1947).

8. Ashley G. H., Rhode Island Anthracite, *U. S. Geol. Survey Bull.* 541, part. 11, pp. 155—162 (1914).

9. Athy L. F., Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14, pp. 1—24 (1930); Compaction and Its Effect on Local Structure, „Problems of Petroleum Geology," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 811—823 (1934).

10. Athy L. F., Compaction and Its Effect on Local Structure, "Problems of Petroleum Geology," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 811—824 (1934).

11. Ball Max W., Athabasca Tar Sands, Apparent Example of Local Origin of Oil, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 19, p. 161 (1935).

12. Ball Max W., Weaver T. J., Crider H. D., and Ball Douglas S., Shoestring Gas Fields of Michigan, "Stratigraphic Type Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 237—266 (1941).

13. Barb Clark F., Hydrocarbons in the Uinta Basin of Utah and Colorado, Review of Geology and Field Work, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 39, no. 1, p. 12 (1944).

14. Barnard D. P., Viscosity Characteristics of Petroleum Products and Their Determination, „Science of Petroleum", vol. 2, Oxford University Press, New York, pp. 1076—1079 (1938).

15. Barnes Kenneth E., Method for Determining the Effective Porosity of a Reservoir Rock, *Oil Weekly*, pp. 70—78 (Mar. 13, 1931).

16. Barnes R. B., The Plasticity of Rock Salt and its Dependence on Water, *Phys. Rev.*, vol. 43, pp. 82—83 (1933).

17. Barthelmes A. J., Application of Continuous Profiling to Refraction Shooting, *Geophysics*, vol. 11, p. 27 (1946).

18. Barton Donald C., Gravity Anomalies of Nash and Damon Mounds, Fort Bend and Brazoria Counties, Texas, „Geophysical Case Histories", Society of Exploration Geophysicists (1949).

19. Barton Donald C., American Salt Domes Problems in the Light of Rumanian and German Salt Domes, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 9 (1925).

20. Barton Donald C., Review of Goldman's Publication, *Am., Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 18, pp. 269—271 (1934).

21. Barton Donald C., Evolution of Petroleum, *Am., Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 19, p. 591 (1934).

22. Barton Donald C., The Mechanics of Salt Domes with Special Reference to the Salt Domes of Texas and Louisiana, "Gulf Coast Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 46, (1936).

23. Barton Donald C., Evolution of Gulf Coast Crude Oil, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 21, pp. 914—946 (1937); Variation and Migration of Crude Oils, Spindletop, Jefferson County, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 19, pp. 618—643 (1935); Correlation of Crude Oils with Special Referense to Crude Oils of Gulf Coast, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 25, pp. 561—592, (1941); Natural History of Gulf Coast Crude Oil, "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).

24. Barton Donald C., Quantitative Calculations of Geologic Structure from Gravimetric Data, "Geophysical Case Histories" Society of Exploration Geophysicists, p. 251 (1949).

25. Bartram John G. and Hupp J. E., Subsurface Structure of Some Assymetrical Anticlines in Rocky Mountains, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 13, pp. 1286—1287 (1929).

26. Bass N. Wood, Origin of the Shoestring Sands of Greenwood and Butler counties, Kansas, *Kansas Geol. Survey Bull.* 23 (1936).

27. Bass N. Wood, Leatherrock Constance, Dillard W. Reese, and Kennedy Luther E., Origin and Distribution of Bartlesville and Burbank Shoestring Oil Sands in Parts of Oklahoma and Kansas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 21, pp. 30—36 (1937).

28. Bauerschmidt A. J., West Ranch Field, Jackson County, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 28, p. 209 (1944).

29. Baugh James E., Alberta's Recent Discoveries, *Oil and Gas Jour.*, p. 135 (June 23, 1949).

30. Beal Carl H., Geologic Structure of the Cushing Oil Field, Oklahoma, *U. S. Geol. Survey* Bull. 658 (1917).

31. Beck Elfred, Salt Creek Oil Field, Natrona County, Wyoming, „Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, p. 600 (1929).

32. Beers Roland F., Radioactivity and Organic Content of Some Paleozoic Shales, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 29, pp. 1—22 (1945).

33. Bell K. G., Goodman C., and Whitehead W. L., Radioactivity of Sedimentary Rocks and Associated Petroleum, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 24, pp. 1529—1548 (September, 1940).

34. Berger Walter R. and Fash Ralph H., Relation of Water Analyses to Structure and Porosity in the West Texas Permian Basin, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).

35. Besler Carl, Oil Shale Resources of Colorado, Utah and Wyoming, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 179, p. 82 (1949).

36. Billings Marland P., „Structural Geology", Prentice-Hall, Inc., New York, pp. 136, 137 (1946).

37. Blau L. W., Black Magic in Geophysical Prospecting, *Geophysics*, vol. 1, pp. 1—8 (1936).
38. Blixt John B., The Cut Bank Oil and Gas Field, Glacier County, Montana, "Stratigraphic Type Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 368 (1941).
39. Blossoms Eric and Leonardon Eugene G., Geophysical Exploration by Telluric Currents, with Special Reference to Haynesville Salt Dome, Texas, Potential Anomaly, *Geophysics*, vol. 13, p. 402 (1948).
40. Bottoms A. R., Occurence and Production of Helium in the United States, "Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 2, p. 1517 (1938).
41. Bowen A. R., Composition of Natural Gas, "Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 2, p. 1509 (1938).
42. Bowen A. R., The Interpretation of Oilfield Water Analysis, "Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 1, p. 654 (1938).
43. Brace O. L., Factors Governing the Accumulation of Oil in the Mirando and Pettus Districts, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 15, p. 768 (1931).
44. Branner George C., Sandstone Porosities in Paleozoic Region in Arkansas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 21, pp. 68—69 (1937).
45 Brokaw Albert D., Interpretation of So-called Paraffin Dirt of Gulf Coast Oil Fields, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 61, pp. 482—500 (1919).
46. Brooks Benjamin T., Chemical Gonsiderations Regarding the Origin of Petroleum, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol 15, p. 613 (1931).
47. Brooks Benjamin T., The Chemical and Geochemical Aspects of the Origin of Petroleum "Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 1, p. 48 (1938).
48. Brown Levi S., Cap Rock Petrography, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 15, pp. 509—522 (1931).
49. Bush Robert E. and Mardock E. S., Some Prelimenary Investigations of Quantitative Interpretations of Radioactivity Logs, *Am. Inst. Min. Met. Eng Petroleum Trans., Tech. Pub.* 280, vol. 189, fig. 9, p. 27 (1950).
50. Campbell Marius R., Historical Review of the Theories Advanced to Account for the Origin and Accumulation of Oil, *Econ. Geology*, vol. 6, pp. 363—395 (1911).
51. Campbell Marius, Coal as a Recorder of Incipient Metamorphism, *Econ. Geology*, vol. 25, p. 683 (1930).
52. Cannon G. E. and Graze R. C., Excessive Pressures and Pressure Variations with Depth of Petroleum Reservoirs in the Gulf Coast Region of Texas and Louisiana, "Petroleum Development and Technology", American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, pp. 31—38 (1938).
53. Caran John M., Core Analysis, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines, Quart.*, vol. 44, no. 3, pp. 238—264 (1949).
54. Carsey Ben J., Geology of the Gulf Coastal Area and Continental Shelf, Abstract, Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., vol, 32, p. 2315 (1948).
55. Casey S. Russel and Cantrel Ralph B., Davis Sand Lens, Hardin field, Liberty County, Texas, "Stratigraphic Type Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 576 (1941).
56. Charles H. H. and Page James H., Shale Gas Industry of Eastern Kansas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 13, pp. 367—381 (1929).
57. Charles Homer H., Oklahoma City Oil Field, Oklahoma, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14, p. 1522 (1930).
58. Charles Homer H., Bush City Field, Anderson County, Kansas, "Stratigraphic Type Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 43—56 (1941).

59. Chase L. C., Subsurface Water Characteristics in Oklahoma and Kansas, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 855—868.
60. Chemical Abstracts, vol. 34, p. 5635 (1940).
61. Chemical Abstracts, vol. 35, pp. 6541—42 (1941).
62. Clapp Frederick G. Role of Geologic Structure in the Accumulation of Petroleum, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, pp. 708—709 (1929).
63. Clark S. K., Daniels J. I., and Richards J. T., Logging Rotary Wells from Drill Cuttings, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 12, pp. 59—76 (1928).
64. Clark S. K., Arnett C. L., and Royds J. S., Geneseo Uplift, Rice Ellsworth and McPherson Counties, Kansas, „Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 3, pp. 225—248 (1948).
65. Cloud Wilbur T., „Petroleum Production", University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma, pp. 3—25 (1937).
66. Coberly C. J. and Stevens A. B., Development of the Hydrogen Porosimeter, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 103, pp. 261—269 (1933).
67. Coffin R. Clare, Recent Trends in Geological — Geophysical Exploration and Methods of Improving Use of Geophysical Data, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 30 (1946).
68. Cotner Victor and Crum H. E., Geology and Occurence of Natural Gas in Amarillo District, Texas, "Geology of Natural Gas", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 388 (1934).
69. Cox Ben B., Transformation of Organic Material into Petroleum under Geological Conditions, *Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull.*, vol. 30, pp. 645—649 (1946).
70. Crawford James G., Oil Field Waters of Wyoming, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 24, pp. 1214—1329 (1940).
71. Crawford James G., Oil Field Waters of Montana Plains, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 26, pp. 1317—1375 (1942).
72. Croneis Carey, Natural Gas in the Interior Highlands of Arkansas, "Geology of Natural Gas", edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 533—573 (1935).
73. Cunningham George M. and Kleinpell W. D., Importance of Unconformities to Oil Production in San Joachin Valley, Cal., "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 785—805 (1934).
74. Daly Marcel R., The Diastrophic Theory, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 56, pp, 733—781 (1916).
75. Deegan Charles J. (A Summary of Estimates of Ultimate Production of Oil Fields), *Oil and Gas Jour.*, pp. 181—183 (Jan. 27, 1949).
76. DeFord Ronald K., Surface Structure, Florence Oil Field, Fremont County, Colorado, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, pp. 75—92 (1929).
77. DeGolyer E., The Occurence of Vanadium and Nickel in Petroleum, *Econ. Geology*, vol. 19, pp. 550—558 (1924).
78. DeGolyer E., Choice of Geophysical Methods in Prospecting for Oil Deposits, in Geophysical Prospecting, *Am. Inst. Min. Met. End. Trans.*, pp. 10—11 (1932).
79. DeGolyer E., Oil Associated with Igneous Rocks in Mexico, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 16, pp. 806—807 (1932).
80. DeGolyer E., Historical Notes on the Development of the Technique for Prospecting for Petroleum, "Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 1, p. 271 (1938).

81. DeGolyer E., Direct Indication of Oil and Gas, "Elements of the Petroleum Industry", American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, New York, p. 21 (1940).
82. DeGolyer E., Notes on the Present Status of Problems of Exploration, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 26, p. 1219 (1942).
83. Dement Jack, "Fluochemistry", Chemical Publishing Company, Inc., Brooklyn, p. 462 (1945).
84. DeSitter L. U., Diagenesis of Oil Field Brines, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31, pp. 2030—2040 (1947).
85. Deussen Alexander, Oil Producing Horizons of the Gulf Coast in Texas and Louisiana, "Gulf Coast Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p 5 (1936).
86. Deussen Alexander, Discoveries, *Geophysics*, vol. 3, p. 183 (1938).
87. Dickey Parke A., Natural Potentials in Sedimentary Rocks, in Petroleum Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.*, no. 1626 (Sept., 1943).
88. Dobbin C. E., Carbon Ratios and Oil Gravities in the Rocky Mountain Region of the U. S., *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 13, pp. 1247—1255 (1929).
89. Dobbin C. E., Exceptional Oil Fields in Rocky Mountain Region of tne United States, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31, p. 804 (1947).
90. Dobbin C. E., Geology of Natural Gases Rich in Helium, Nitrogen, Carbon Dioxide and Hydrogen Sulphide, "Geology of Natural Gas", edited by Henry Ley, American Association ot Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 1053—1072 (1935).
91. Dobrin Milton S., Some Quantitative Experiments on a Fluid Salt Dome Model and Their Geological Implications, *Am. Geophys. Union Trans.*, vol. 22, pp. 528—547 (1941).
92. Doll H. G., The S. P. Dipmeter, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.*, no. 1547 (1943).
93. Doll H. G., The S. P. Log: Theoretical Analysis and Principles of Interpretation, in Petroleum Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.*, no. 2463 (Sept., 1948).
94. Doll H. G., "Introduction to Induction Logging and Application to Wells Drilled with Oil Base Mud", *Jour. Petroleum Technology, Tech. Pub.*, 2641, vol. 1, pp. 148—162 (June 1949).
95. Doll H. G., Induction Logging with Application to Logging of Wells Drilled with Oil Base Mud, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44, pp. 340—345 (1949).
96. Dorsey George Edwin, Present Status of the Carbon Ratio Theory, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 11, pp. 455—465 (1927).
97. Duriest H. F., Structural History and Its Relation to the Accumulation of Oil and Gas in the Rocky Mountain District, "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 679—693 (1934).
98. Eby J. Brian, Geophysical History of Iowa Field, Calcasieu and Jefferson Davis Parishes, Louisiana, "Geophysical Gase Histories", Society of Exploration Geophysists, p. 156 (1949).
99. Eckhardt E. A., A Brief History of the Gravity Method of Prospecting for Oil, *Geophysics*, vol. 5, p. 242 (1940).
100. Eggleston W. S., Summary of Oil Production from Fractured Rock Reservoirs in California, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32, pp. 1352—1355 (1948).
101. Ellison Samuel P., Jr, Apaco Field, Pecos County, Texas, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 3, p. 414 (1948).

102. Emmons William H., "Geology of Petroleum", McGraw — Hill Book Company, Inc., New York (1931).
103. Emory Wilson B., The Lance Creek Oil and Gas Field, Niobrara County, Wyoming, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, p. 610 (1929).
104. Emory Wilson B., Rock River Oil Field, Carbon County, Wyoming, "Structure of Typical American Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists Tulsa, vol. 2, p. 619 (1929).
105. Fearon Robert E., Gamma Ray Well Logging, *Nucleonics*, vol. 4, pp. 67—75 (April, 1949).
106. Fearon Ropert E., Neutron Well Logging, *Nucleonics*, vol. 4, pp. 30—42 (June 1949).
107. Fergus Preston, Monroe Gas Field, Louisiana, "Geology of Natural Gas," edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 741—772 (1934).
108. Ferguson William Boyd and Minton Joseph W., Clay Creek Dome, Washington County, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 20. pp. 68—90 (1936).
109. Fettke Charles R., Physical Characteristics of Bradford Sand, Bradford Field, Pennsylvania, and Relation to the Production of Oil, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 18, p. 193 (1934).
110. Fohs F. Julius, Petroliferous Provinces of Union Soviet Socialist Republics, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* vol. 32, p. 342 (1948).
111. Fuller Myron L., Gaines Folio, Pennsylvania—New York, *U. S. Geol. Survey Folio* 92, pp. 7—8 (1903).
112. Fuller Myron L., Appalachian Oil Field, *Geol. Soc. America Bull.*, vol. 28, p. 626 (1917).
113. Fuller Myron L., Carbon Ratios of Pennsylvanian Coals in North Texas, *Econ Geology*, vol. 14, pp. 536—542 (1919).
114. Funkhauser H J., Sass L. S., and Hedberg H. D., Santa Ana, San Joaquin, Guario and Santa Rosa Oil Fields (Anaco Fields), Central Anzoategui, Venezuela, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32, pp. 1851—1908 (1948); Oil Fields of the Greater Officina Area, Central Anzoategui, Venezuela, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31, pp. 2089—2116 (1947).
115. Funkhauser H. J., Sass L. S. and Hedberg H. E., Santa Ana San Joaquin, Guario and Santa Rosa Oil Fields, (Anaco Fields), Central Anzoategui, Venezuala, *Am. Assoc. Petroleum Ceologists Bull.*, vol. 32, pp. 1887—1888 (1948).
116. Gealy W. B., Use of Mercury for Determination of Volume of Rock Specimens in Russel Porosity Apparatus, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 13, p. 677 (1929).
117. *Geol. Soc. America Special Paper* 36, p. 318 (1942).
118. "Geology as a Profession," Vocational Booklet no. I, issued by the U. S. Employment Service, Department of Labor (1946).
119. Gibson H. S., Oil Production in Southwestern Iran, *World Oil*, vol. 128, no I, pp. 271—288; vol. 128, no. 2, pp. 217—226, (1948).
120. Gill R. J., Composite-Cuttings Analysis Logging, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44, no. 3, pp. 425—452 (1949).
121. Gilpin J. Elliot and Bransky Oscar E., Diffusion of Crude Petroleum through Fuller' s Earth, with Notes on its Geologic Significance, *U. S. Geol. Survey Bull.*, 475 (1911).
122. Ginter Roy L., Sulphate Reduction in Deep Subsurface Waters "Problems of Petroleum Geology," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 907—925 (1934).

*

123. Glassmire Samuel H., "Oil and Gas Leases and Royalties," 2d ed., Thomas Law Book Company, St. Louis (1935).
124. Goldman Marcus I., Origin of the Anhydrite Cap Rock of American Salt Domes, *U. S. Geol. Survey Prof. Paper* 175 — D, pp. 83—114 (1933).
125. Gould D. W., Density, Gravity and Specific Gravity, "Science of Petroleum," Oxford University Press, New York, vol. 2, pp. 1130—1131 (1938).
126. Green W. G. and Fearon R. E., Well Logging by Radioactivity, *Geophysics*, vol. 5, pp. 272—283 (1940).
127. Greider Bob, Subsurface Logging Methods, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44, no. 3, pp. 296—302 (1949).
128. Grim Ralph E., Relation of Clay Mineralogy to Origin and Recovery of Petroleum, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31, p. 1495 (1947).
129. Griswold W. T. and Munn M. J., Geology of the Oil and Gas Fields of the Steubenville, Burgettstown and Claysville Quadrangles, Ohio, West Virginia and Pennsylvania, *U. S. Geol. Survey Bull.*, 318, plate 1 (1907).
130. Gruse William A. and Stevens Donald B., "The Chemical Technology of Petroleum", McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, p. 29 (1942).
131. Gurwitsch Leo and Moore Harold, "Scientific Principles of Petroleum Technology", D. Van Nostrand Company, Inc., New York, p. 267 (1932).
132. Guyod Hubert, "Electrical Well Logging", Halliburton Oil Well Cementing Co., Duncan, Oklah., pp. 99—101 (1944).; „Electrical Well Log Interpretation", Halliburton Oil Well Cementing Co., Duncan, Oklah., pp. 4—12 (1945).
133. Hager Dorsey, "Fundamentals of the Petroleum Industry", McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, pp. 90—128 (1939).
134. Hamilton S. H., Oriscany Explorations in Pennsylvania and New York, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 21, pp. 1852—1854 (1937).
135. Hammar Harald E., Relation of Micro-Organisms to Generation of Petroleum, "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 35—50 (1934).
136. Hammer E. J., Amelia Oil Field, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 23, p. 1636 (1939).
137. Hanna Marcus A., Secondary Salt Domes Materials of the Coastal Plain of Texas and Louisiana, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14, pp. 1469—1475 (1930).
138. Hanna Marcus A. and Wolf Albert G., Texas and Louisiana Salt Dome Cap Rock Minerals, „Gulf Coast Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 120 (1936).
139. Harris Gilbert D. and Veach Arthur C., "A Prelimenary Report on the Geology of Louisiana", State Experiment Station, Baton Rouge, La., pp. 239—240 (1899).
140. Harrison J. V., "Salt Domes of Persia", *Jour. Inst. Petroleum* (London), vol. 17, pp. 300—320 (1931),
141. Harrison Thomas S., Colorado-Utah Salt Domes, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 11, pp. 111—132 (1927).
142. Harrison Thomas H., Grass Creek Dome, Hot Springs County, Wyoming, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, pp. 623—635 (1929).
143. Hartnagel C. A. and Russel W. L., New York Oil Fields, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, p. 281 (1929).
144. Haseman J. D., The Humic Acid Origin of Asphalt, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 5, pp. 75—79 (1921); Origin and Environment of Source Sediments of Petroleum. *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14, pp. 1465—1468 (1930).
145. Hazard R. T., Spooner W. C., and Planpied B. W., Notes on the Stratigraphy of the Formations which Underlie the Smackover Limestone in South Arkansas, *Shreveport Geological Society Reference Report* 11, pp. 483—503 (1945).
146. Heald K. C. and others, Earth Temperatures in Oil Fields, *Am. Petroleum Inst. Bull.*, 205, pp. 1—129 (1930).
147. Heaton Ross L., Stratigraphy Versus Structure in the Rocky Mountain Fields, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 21, p. 1246 (1937).
148. Heck E. T., Regional Metamorphism of Coal in Southeastern Virginia, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 27, p. 1198 (1943).
149. Heck E. T., Gas-Spenser-Richardson Oil and Gas Trend, Jackso Roane and Calhoun Counties, West Virginia, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 806—829.
150. Hedberg H. D., The Effect of Gravitational Compaction on the Structure of Sedimentary Rocks, "*Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*", vol. 10, pp. 1035—1072 (1926).
151. Heiland C. A., "Geophysical Exploration", Prentice — Hall, Inc., New York (1940).
152. Hendricks Thomas A., Carbon Ratios in Part of the Arkansas — Oklahoma Coal Fields, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 19, pp. 938 (1935).
153. Henninger W. F., Occurence of Sulphur Waters on the Gulf Coast of Texas and Louisiana and Their Significance in Locating New Domes, "The Geology of Salt Dome Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists Tulsa, p. 776 (1926).
154. Herold Stanley C., "Analytical Principles of the Production of Oil, Gas and Water from Wells", Stanford University Press, Stanford University, Calif. (1928).
155. Hess Frank, *Eng. and Min. Jour. — Press*, vol. 111, pp. 272—276 (1922).
156. Hiestand T. C. and Nichols P. B., Drilling — Time Data in Rotary Practice, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 23, pp. 1820—1834 (1939).
157. Hills John M., Sampling and Examination of Well Cuttings, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 33, pp. 73—91 (1949).
158. Hocott C. R., *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.* 1624 (1938).
159. Hoots Harold W. and Herald Stanley C., Natural Gas Resources of California "Geology of Natural Gas", edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, p. 203 (1934).
160. Horvitz Leo, On Chemical Prospecting, *Geophysics*, vol. 4, pp. 210—225 (1939).
161. Houston Geological Society Study Group, Electrical Well Logging, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 23, pp. 1287—1313 (1939).
162. Houston Geological Society, "An Introduction to Gulf Coast Oil Fields" (1941).
163. Howell J. V. How Old is Petroleum Geology, *Am, Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14, p. 614 (1930).
164. Howell Lynn G. and Frosch Alex, Gamma Ray Well Logging, *Geophysics*, vol. 4, pp. 106—114 (1939).
165. Howes D. A., Pyrolysis of Gaseous Hydrocarbons, "Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 2, p. 2007; vol. 3, p. 2006 (1938).
166. Hubert M. K., Theory of Scale Models as Applied to the Study of Geologic Structures, *Geol. Soc. American Bull.*, vol. 48, pp. 1459—1520 (1937).

167. Hume G. S., Petroleum Geology of Canada, *Canadian Geol. Survey Bull.* 98, pp. 59—63 (1944).
168. Hunt T. Sterry, Contributions to the Chemical and Geological History of Bitumens and of Pyroschists or Bituminous Shales, *Amer. Jour. Sci.*, 2d ser., vol. 35, pp. 157—171 (1863).
169. Hunter Coleman D., Natural Gas in Eastern Kentucky, "Geology of Natural Gas", edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 915—947 (1935).
170. Illing V. G., The Migration of Oil and Gas. *Jour, Inst. Petroleum* (London), vol. 19, p. 230 (1933).
171. Jackson Warren J. and Campbell John L. P., Some Practical Aspects of Radioactivity Well Logging, in *Petroleum Technology, Tech. Pub.* 1923 (Sept., 1945); *Am. Inst. Met. Min. Eng. Trans.*, vol. 165., pp. 241—267 (1946).
172. Jakosky J. J., "Exploration Geophysics", Times — Mirror Press, Los Angeles, Calif. (1940).
173. Jakosky J. J., "Exploration Geophysics", Times — Mirror Press, Los Angeles, Cal. (1940); *ibid.*, 2d ed., Trija Publishing Co., Los Angeles, Cal. (1950).
174. Jessen F. W. and Rolshausen F. W., Waters from the Frio Formation, Texas Gulf Coast, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 155, pp. 26—29 (1944).
175. Johnstone John and Adams L. H., Observation on the Daubree Experiment and Capillarity in Relation to Certain Geological Speculations, *Jour. Geology*, vol. 22, pp. 1—5 (1914).
176. Jones C. T., Marine Exploration in the Gulf of Mexico, Abstract, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32, pp. 2315—2316 (1948).
177. Jones G. W., Yant W. P., and Bixton E. P., Gaseous Content of Ground Waters as an Aid to the Petroleum and Natural Gas Prospector, *U. S. Bur. Mines. Rept. Inv.*, no. 2553 (1923).
178. Jones J. W., Carbon Ratios as an Index of Oil and Gas in Western Canada, *Econ. Geology*, vol. 23 (1928).
179. Jones Park J., "Petroleum Production", Reinhold Publishing Corporation, New York, vol. 1—3 (1946—1947).
180. Katz Donald L., Possibilities of Secondary Recovery for the Oklahoma City Wilcox Sand, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, pp. 28—53 (1942).
181. Katz Donald L., Monroe R. R., and Trainer R. P., Surface Tension of Crude Oils Containing Dissolved Gases, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.* 1624 (1943).
182. Kemp Garret, Lecture Notes on Petroleum Geophysics, *Bull. A. and M. Coll. of Texas*, vol. 11, no. 5, p. 80 (1940).
183. Kogerman Paul N., The Occurence, Nature and Origin of Asphaltites in Limestone and Oil Shale Deposits of Estonia, *Jour. Inst. Petroleum* (London), vol. 19, pp. 215—222 (1933).
184. Kraemer A. J. and Calkin L. P., Properties of Crude Oils from the Producing Fields of the Western Hemisphere, *U. S. Bur. Mines Tech. Paper* 346 (1925).
185. Kugler H. G., A Contribution to the Knowledge of Sedimentary Vulcanism in Trinidad, *Jour. Inst. Petroleum* (London), vol. 19, pp. 752—754 (1933).
186. Lahee Frederic A., Discussion, Clay Creek Salt Dome, Washington County, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 15, pp. 1113—1116 (1931).
187. Lahee Frederic H., Oil and Gas Fields of the Mexia and Tehuacana Fault Zones, "Structure of Typical American Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 1, p. 309 (1929).

188. Lahee Frederic H., Chestnut Dome, Natchitoches Parish, Louisiana, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 15, pp. 277—278 (1931).
189. Lahee Frederic H., The East Texas Field, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 98, p. 280 (1932).
190. Lahee Frederic H., The Geologist in Industry, *School and College Placement* (Dec., 1947).
191. Lahee Frederic H., Exploratory Drilling in 1948, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 33, pp. 783—804 (1949).
192. Lahee Frederic H., Exploratory Drilling in 1947, *Am. Assoc Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32, p. 866 (1948).
193. Landua H. L., Coring Techniques and Applications, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44, pp. 524—541 (1949).
194. Lane E. C. and Garton E. L., *U. S. Bur. Mines Rept. Inv.* 3279 (1935).
195. Langton Arthur, Well-Logging by Drilling-Mud and Cuttings Analysis, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44, no. 3, pp. 369—378 (1949).
196. LeConte Joseph, "Geophysical History of the North Coales Levee Field, Kern County, California, "Geophysical Case Histories," Society of Exploration Geophysicists, vol. I, p. 556 (1949).
197. Lee Wallace and Payne Thomas G., McLouth Oil and Gas Field, Jefferson and Levenworth Counties, Kansas, *Kansas Geol. Survey Bull.* 53 (1944).
198. Leigh Roy E., *Oil Weekly*, p. 81 (May 8, 1931).
199. Leslie J. Peter., "Annual Report of the State Geologist," Second Geological Survey of Pennsylvania, 3, p. xvi (1880).
200. Leubemeyer G., A New Geophysical Prospecting Method, especially for Petroleum, *Petroleum*, vol. 29, pp. 1—4 (1933).
201. Levorsen A. I., "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 1, p. 347 (1929).
202. Levorsen A. I., Relation of Oil and Gas Pools to Unconformities in the Mid-Continent Region, "Problems of Petroleum Geology," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, pp. 761—784 (1934). Greater Seminole District, Seminole and Pottawatomie Counties, Oklahoma, "Structure of Typical American Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 2, p. 347 (1929).
203. Levorsen A. I., Stratigraphic Versus Structural Accumulation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 20, pp. 521—530 (19 6).
204. Levorsen A. I., Petroleum Geology, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 24, pp. 1355—1360 (1940).
205. Levorsen A. I., Trends in Petroleum Geology, *Econ. Geology*, vol. 36, p. 766 (1941).
206. Levorsen A. I., Discovery Thinking, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 27 (1943).
207. Levorsen A. I., Time of Oil and Gas Accumulation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 29, pp. 1189—1194 (1945).
208. Lewis J. Volney, The Evolution of Mineral Coals, *Econ. Geology*, vol. 29, pp. 1—38 (1934).
209. Liddle R. A., The Van Field, Van Zandt County, Texas, *Univ. Tex. Bur. Econ. Geology*, 3601, pp. 35—59 (1936).
210. Liddle Ralph A., "The Geology of Venezuela and Trinadad", The Cayuga Press, Ithaca, N. Y., pp. 573, 790—792 (1946).
211. Link T. A., Experiments Relating to Salt Dome Structure, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* vol., 14, pp. 483—508 (1930).
212. Link T. A., Leduc Field, Canada, *Geol. Soc. America Bull.*, vol. 60, no. 3, p. 388 (March, 1949).

213. Lowenstein Heintz A., Marine Pool, Madison County, Illinois, Silurian Reef Producer, "Structure of Typical American Oil Fields", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 3, p. 172 (1948).
214. Lowman S. W., Sedimentary Facies in the Gulf Coast, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 33, pp. 1939–1997 (1949).
215. Maass O. and Mennie J. H., Methods of Determining Vapor Pressure, Critical Point, and Vapor Density, "Science of Petroleum," Oxford University Press, New York, vol. 2, pp. 1292—1293 (1938).
216. Macelwane James B., Fifteen Years of Geophysics: A Chapter in the Exploration of the United States and Canada, *Geophysics*, vol. 5, pp. 250—258 (1940).
217. Malkin Doris S. and Echols Dorothy Jung, Marine Sedimentation and Oil Accumulation: 1, Transgressive Marine Overlap, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 25, pp. 2010—2020 (1941); 11, Regressive Marine Offlap and Overlap-Offlap, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32 (1948); Wilcox Eocene Stratigraphy. A Key to Production, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32 (1948).
218. McConnell-Saunders J., The Nature of Crude Petroleum, Mexico, „Science of Petroleum", Oxford University Press, New York, vol. 2 (1938).
219. McCoy A. W., Some Effects of Capillarity and Oil Migration, *Jour. Geology*, vol. 24 (1916).
220. McCoy A. W., Notes on the Principles of Oil Accumulation, *Jour. Geology*, vol. 27 (1919).
221. McCoy Alex W., A. Brief Outline of Some Oil Accumulation Problems, *A. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* (1926).
222. McCoy A. W. and Keyte W. Ross, Present Interpretations of the Structural Theory for Oil and Gas Migration and Accumulation, "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
223. McDermott Eugene, Concentrations of Hydrocarbons in the Earth, *Geophysics*, vol. 4 (1939).
224. McDermott Eugene, Geochimical Exploration (Soil Analysis), *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 24 (1940).
225. McGee D. A. and Jenkins H. D., West Edmond Oil Field, Oklahoma, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 30 (1946).
226. McGluckin Glen M., History of Geophysical Exploration of the Cameron Meadows Dome, Cameron Parish, Louisiana, "Geophysical Case Histories", Society of Exploration Geophysicists, vol. 1 (1949).
227. McKee R. H., "Shale Oil", Reinhold Publishing Corporation, New York (1925).
228. McKenzie W. D. C., Paleozoic Limestone of Turner Valley, Canada, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 24 (1940).
229. McPhail Malcolm R., The Vertical Component of the Magnetic Effect of Well Casing, *Mines Mag.* (December 1948).
230. Melcher A. F., Determination of Pore Space of Oil Sands, *Am. Inst. Met. Min. Eng. Bull.*, no. 160 (1920).
231. Melcher A. F., Texture of Oil Sands with Relation to the Production of Oil, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 8 (1924).
232 Michaux Frank W., Jr., and Buck E. O., Conroe Oil Field, Montgomery County, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 20 (1936).
233. Miller H. C., Function of Natural Gas in the Production of Crude Oil, American Petroleum Institute, New York (1929).
234. Miller Ralph L., Rose Hill Oil Field, Lee County, Virginia, "Structure of Typical American Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 3 (1948).
235. Minor H. E., Goose Creek Oil Field, Harris County, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 9 (1925).

236. Minor H. E. and Hanna Marcue E., East Texas Oil Field, Rusk, Cherokee, Smith, Gregg and Upshúr Counties, Texas, "Stratigraphic Trap Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
237. Mounce W. D. and Rust W. M., Jr., Natural Potentials in Well Logging, in Petroleum Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.*, no. 1626 (Sept. 1943).
238. Munn Malcolm J., Studies in the Application of the Anticlinal Theory to Oil and Gas Accumulation, *Econ. Geology*, vol. 4 (1909).
239. Munn Malcolm J., The Anticlinal and Hydraulic Theories of Oil and Gas Accumulation, *Econ. Geology*, vol. 4 (1909).
240. Murphree E. V., The Synthetic Fuels Picture, *World Oil* (Feb. 1, 1949).
241. Murray Grover E., Cenozoic Deposits of Central Gulf Coastal Plain, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31 (1947).
242. Natural Gas, "Geology of Natural Gas", edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1935).
243. Nettleton L. L., "Geophysical Prospecting for Oil", McGraw-Hill Book Company, Inc., New York (1940).
244. Nettleton L. L. Fluid Mechanics of Salt Domes, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* (1934). Recent Experimental Evidence of the Mechanics of Salt Dome Formation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* (1943).
245. Nettleton L. L., and Elkins Thomas A., Geologic Models Made from Granular Materials, *Am. Geophys. Union Trans.*, vol. 28 (1947).
246. Nettleton L. L., Recent Experimental and Geophysical Evidence of the Mechanics of Salt Dome Formation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 27 (1943).
247. Newcombe R. B., Natural Gas Fields of Michigan, "Geology of Natural Gas", edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1935).
248. Nichols Earl A., Geothermal Gradients in the Mid-Continent and Gulf Coast Oil Fields, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 170 (1947).
249. Nichols P. B., Drilling-Time Logging, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines, Quart.*, vol. 44 (1949).
250. Nightingale W. T., Petroleum and Natural Gas in Non-Marine Sediments of Powder Wash Field in Northwest Colorado, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 22 (1938).
251. Noble Earl B., Geological Masks and Prejudices, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31 (1947). N 7 p 1109–1117.
252. Numerov B., *Zeitschr. Geophysik.*, 5 (1929).
253. Nutting P. G., Geochemical Relations Between Petroleum, Silica and Water, *Econ. Geology*, vol. 21 (1926).
254. Olcott D. P., "Amelia Field, Occurence of Oil and Gas in Texas," Progress Report, Bureau of Economic Geology, Austin (1949).
255. Orton Edward, The Origin and Accumulation of Oil and Gas, *Ohio Geol. Survey* (1888). The Trenton Limestone as a Source of Oil and Gas in Ohio and Indiana, *U. S. Geol. Survey 8th Ann. Rept.* (1889).
256. Pack R. W., The Sunset-Midway Oil Field, *U. S. Geol. Survey Prof. Paper* 116 (1920).
257. Pan C. H., Non-Marine Origin of Petroleum in North Shensi and in the Cretaceous of Szechuan, China, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 25 (1941).
258. Parks E. M., Migration of Oil and Water, a Further Discussion, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 8 (1924).
259. Peters Leo J., Discussion of Paper by Dart Wantland, Magnetic Interpretation, *Geophysics*, vol. 9 (1944).

260. Peters Leo J., The Direct Approach to Magnetic Interpretation and Its Practical Application, *Geophysics*, vol. 14, no. 3 (July, 1949).
261. Postley Olive C., Natural Gas Developments and Possibilities. East of the Main Oil and Gas Fields of the Appalachian Region, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 19 (1935).
262. Powers Sidney, Review of "The Structure of Asia", a book edited by J. W. Gregory, published by Methuen and Co. Ltd., (London) (1929), *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14 (1930).
263. Pratt Wallace E., Hydrogenation and the Origin of Oil, "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
264. Pratt Wallace E., Petroleum on the Continental Shelves, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31 (1947).
265. Price W. Armstrong, Role of Diastrophism in Topography of Corpus Christi Area, "Gulf Coast Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1936).
266. Price Paul H. and Headlee A. J. W., Regional Composition of Gas in the Appalachian Province, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 22 (1938).
267. Price Paul H. and Headlee A. J. W., Regional Variations in the Composition of Natural Gas in the Appalachian Province, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 22 (1938)
268. Price Paul H. and Headlee A. J. W., Geochemistry of Natural Gas in the Appalachian Province, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 26 (1942).
269. Price Paul H. and Headlee A. J. W., Natural Gas in West Virginia, *Am Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 27 (1943).
270. Price Paul H., Evolution of Geologic Thought in Prospecting for Oil and Gas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31 (1947).
271. Prommel H. W. C., and Crum H. E., Salt Domes of Permian and Pennsylvanian Age in Southwestern Utah and Their Infleuence on Oil Accumulation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 11 (1927).
272. Ramsay Willam, The Significance of Nickel in Petroleum, *Jour. Inst. Petroleum* (London), vol. 10 (1934).
273. Ransome W. R., Geochemical Case History of the Hardy Oil Field, Jones County, Texas, "Geophysical Case Histories," vol. 1, Society of Exploration Geophysicists (1949).
274. Reed R. D., Microscopic Work in Oil Fields of the United States, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 15 (1931).
275. Reeves Frank, The Absence of Water in Certain Sandstones of the Appalachian Oil Fields, *Econ. Geology*, vol, 12 (1917).
276. Reeves Frank, The Carbon Ratio Theory in the Light of Hilt's Law, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 12 (1928).
277. Research Committee, Tulsa Geological Society, Relationship of Crude Oils and Stratigraphy in Parts of Oklahoma and Kansas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull* vol. 31, 37 (1947).
278. Rich John L., Further Notes on the Hydraulic Theory of Oil Migration and Accumulation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 7 (1923).
279. Rich John L., Shoestring Sands of Eastern Kansas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 7 (1923),
280. Rich John L., Funcfion of Carrier Beds in Long Distance Migration of Oil, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 15 (1931).
281. Rich John L., Shore Lines and Lenticular Sands as Factors in Oil Accumulation, "Science of Petroleum," Oxford University Press, New York, vol. 1 (1938).
282. Ritz C. H., Geomorphology of Gulf Coast Salt Structures and Its Economic Application, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 20 (1936).

283. Roess L. C., Determination of Critical Temperature and Pressure of Petroleum Fractions, "Science of Petroleum," Oxford University Press, New York, vol. 2 (1938).
284. Rogers Henry D., On the Distribution and Probable Origin of Petroleum or Rock Oil in Pennsylvania, New York, and Ohio, *Proc. Philos. Soc. Glasgow*, vol, 5 (1860).
285. Rogers Henry D., Coal and Petroleum, *Harper's New Monthly Magazine*, vol. 27 (1863).
286. Rosaire E. E., On the Strategy and Tactics of Exploration for Petroleum, II, *Geophysics*, vol. 3 (1938),
287. Rosaire E. E. Geochemical Prospecting for Petroleum, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 24 (1940).
288. Ross J. S., Engineering Report on the Cotton Valley Field, Webster Parish, Louisiana, *U. S. Bur. Mines Tech. Paper* 504 (1931).
289. Russel Philip G., personal communication.
290. Russel William L., Some Experiments on Capillarity and Oil Migration, *Econ. Geology*, vol. 19 (1924).
291. Russel William L., Relation between Isocarbs and Oil and Gas Production in Kentucky, *Econ. Geology*, vol. 20 (1925).
292. Russel W. L., A Quick Method for Determining Porosity, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 10 (1926).
293. Russel William L., Oil and Gas Accumulation in the Clinton Sand of Ohio, *Econ. Geology*, vol. 21 (1926).
294. Russel William L., Porosity and Crushing Strength as Ind ices of Regional Alteration, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 10 (1926).
295. Russel William L. The Proofs of the Carbon Ratio Theory, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 11 (1927).
296. Russel W. L., The Origin of Artesian Pressure, *Econ. Geology*, vol. 13, 23 (1928).
297. Russel W. L., Is Geologic Distillation of Petroleum Possible?, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 13 (1929).
298. Russel W. L., Origin of the Asphalt Deposits of Western Kentucky, *Econ. Geology*, vol. 28 (1933).
299. Russel William L., Subsurface Concentration of Chloride Brines, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 17 (1933).
300. Russel William L., Notes on the Origin of Oil in Kentucky, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 18 (1934).
301. Russel William L., Some Characteristics of the Organic Content of Rocks, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 18 (1934); also unpublished data.
302. Russel William L., Well Logging by Radioactivity, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 25 (1941).
303. Russel William L., The Total Gamma Ray Activity of Sedimentary Rocks as Indicated by Geiger Counter Determinations, *Geophysics*, vol. 9 (1944).
304. Russel William L., Relation of Radioactivity, Organic Content and Sedimentation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 29 (1945).
305. Russel William L., and Scherbatskoy S. A., The Use of Sensitive Gamma Ray Detectors in Prospecting. *Econ. Geology*, in press.
306. Sachanen A. N., "Conversion of Petroleum", Reinhold Publishing Corporation, New York (1940).
307. Sachanen A. N., "The Chemical Constituents of Petroleum", Reinhold Publishing Corporation, New York (1945).
308. Schlumberger Well Surveying Corp., „Resistivity Departute Curves", Houston (1947).
309. Schneider W. T., Geology of the Wasson Field, Yoakum and. Gaines Counties. Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 27 (1943).

310. Sellards E. H., Oil Fields in Igneous Rocks in Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 16 (1932).
311. Sellards E. H. and Hendricks Leo, "Structure Map of Texas", Bureau of Economic Geology, Austin, Texas (1946).
312. Shaw E. W., Lines E. F., and Munn M. J., The Foxburg-Clarion Folio, *U. S. Geol. Survey Folio* 178 (1911).
313. Sheets Martin M., Diastrophism during Historic Time on the Texas Gulf Coastal Plain, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 31 (1947).
314. Shepard Francis P., „Submarine Geology", Harper and Brothers, New York (1948).
315. Shepherd G. Frederick, Drilling-Time Logging, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44 (1949).
316. Sheppard C. W. and Whitehead W. L., Formation of Hydrocarbons from Fatty Acids by Alpha Particle Bombardment, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* vol. 30 (1946).
317. Sheppard C W., Radioactivity and Petroleum Genesis, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, 28 (1944).
318. Sherbourne John E., Fundamental Phase Behavior of Hydrocarbons, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng.* Trans. (1940).
319. Sherril R. E., Dickey P. A., and Metheson L. S., Types of Stratigraphic Oil Pools in the Venango Sands of Northwestern Pennsylvania, "Stratigraphic Type Oil Fields", edited by A. I. Levorsen. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1941).
320. Slipper S. E., Natural Gas in Alberta, "Geology of Natural Gas" edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1935).
321. Sloss L. L. and Cooke S. R. B. Spectrochemical Logging of Limestones, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 30 (1946).
322. Sloss L. L. and Cooke S. R. B., Spectrochemical Sample Logging, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart*, vol. 44, no. 3 (1949).
323. Slotnick M. M., Recent and Current Highlights of Geophysical Exploration, in Review of Petroleum Geology in 1947, by F. M. Van Tuyl, W. S. Levings, and Leroy L. W., *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 43., no. 3 (1948).
324. Snider L. C., A Suggested Explanation for the Subsurface Subsidence in the Goose Creek Oil and Gas Field, Texas, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 11 (1927).
325. Snow D. R., Water Enroachment in the Bartlesville Sand of Northeastern Oklahoma and its Bearing on the East Texas Recovery Problem, *Am. Assoc, Petroleum Geologists Bull.*, vol. 16 (1932).
326. Sokolov V. A., "Methods of Exploration for Natural Gas," Monograph (1932).
327. Soliday A. L., When Do We Need a Synthetic Fuel Oil Industry, *Petroleum Technology*, vol. 1, no 10 (1949).
328. Souther Robert E., Application of Mud-Analysis Logging, *Geophysics*, vol. 10 (1945).
329. Spencer L. C. and Peters Jack W., Geophysical Case History of the Magnolia Field, Colombia County, Arkansas, "Geophysical Case Histories," Society of Exploration Geophysicists (1949).
330. Staff of the Caribbean Petroleum Co., Oil Fields of the Royal Dutch-Shell Group in Western Venezuela, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32 (1948).
331. Stamp L. Dudley, The Geology of the Oil Fields of Burma, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 11 (1927).

332. Stamp L. Dudley, The Conditions Governing the Occurrence of Oil in Burma, *Jour. Inst. Petroleum* (London), vol. 13 (1927).
333. Stevens A. B., A New Device for Determining Porosity by the Gas Expansion Method, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Tech. Pub.*, no. 1061 (1938).
334. Stommel Harrison, Subsurface Methods as Applied in Geophysics, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44 (1949).
335. Stratton E. F. and Hamilton R. C., Dipmeter Surveys, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44 (1949).
336. Stratton E. F. and Ford R. D., Electric Logging, in Subsurface Geologic Methods, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 44 (1949).
337. Swann David H. and Atherton Elwood, Subsurface Correlations of Lower Chester Strata of the Eastern Interior Basin, *Illinois Geol. Survey Rept. Inv.*, no. 135, fig. 6 (1948).
338. Tait Samuel W., "The Wildcatters", Princeton University Press Princeton, N. J. (1946).
339. Taliaferro D. B., Jr., Johnson T. W. and Dewees E. J., A Method of Determining Porosity; a List of Porosities of Oil Sands, *U. S. Burmines Rept. Inv.*, no. 3 (1937).
340. Tarr R. S., Oil May Exist in Southeast Oklahoma, *Oil and Gas Jour.*, vol. 24 (Dec. 27, 1925).
341. Taylor Ralph E., Origin of Cap Rock of Louisiana Salt Domes, *Louisiana Dept. Cons. Geol. Bull.*, II (1938).
342. Teas L. P., Natural Gas in Gulf Coast Salt Dome Area, "Geology of Natural Gas," edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1935).
343. Thiel G. A., Gas an Important Factor in Oil Occurrence, *Eng. and Min. Jour.*, vol. 109 (1920).
344. Thom W. T., Jr., Present Status of the Carbon Ratio Theory, "Problems of Petroleum, Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
345. Thomas W. T., Inorganic Constituents of Petroleum, „Science of Petroleum" Oxford University Press, New York, vol. 2, (1938).
346. Thompson A. Beebe, The Significance of Surface Indication, *Jour. Inst. Petroleum* (London) (1926).
347. Thornburgh H. R., Wave Front Diagrams in Seismic Interpretation, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* vol. 14 (1930).
348. Tixier M. P., Electrical Log Analysis in the Rocky Mountains, *Oil and Gas Jour.*, vol. 48, no. 7 (June 23, 1949).
349. Tomlinson C. W., Natural Gas Pools of Southern Oklahoma. "Geology of Natural Gas," edited by Henry Ley, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1935).
350. Tomlinson Charles W., quoted in Time of Origin and Accumulation of Petroleum, by F. M. Van Tuyl and Ben H. Parker, *Colorado School of Mines Quart.*
351. Torrey P. D. and Fralich C. E., An Experimental Study of the Origin of Salt Domes, *Jour. Geology*, vol. 34 (1926).
352. Torrey Paul D., Composition of Oilfield Waters of the Appalachian Region, "Problems of Petroleum Geology," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
353. Torrey Paul D., Origin, Migration and Accumulation of Petroleum and Natural Gas in Pennsylvania "Problems of Petroleum Geology", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
354. Trask Parker D., "Origin and Environment of Source Sediments of Petroleum", American Petroleum Institute (1932).

355. Trask Parker D. and Ratnode H. Whitman, "Source Beds of Petroleum, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1942).
356. Trask Parker D., Deposition of Organic Matter in Recent Sediments, "Problems of Petroleum Geology," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
357. Uwakato Kunio, Genesis of Oil by Radial Axial Pressure *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* (1932).
358. Uren L. C., Petroleum Production Engineering — Oil Field Exploitation, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York (1939).
359. Uren L. C. and El-Diffrawi A. H., Capillary Retention of Petroleum in Unconsolidated Sands, Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.* (1926).
360. Uren L. C., Petroleum Production Engineering — Oil Field Development, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York (1946).
361. Utterback Donald D., A Study of Ten Outcropping Limestones and Sandstones with Reference to Porosity and to the Origin and Migration of Petroleum, Abstract of Ph. D. Thesis, University of Illinois Urbana (1936).
362. Van Mills R. and Wells Roger C., The Evaporation and Concentration of Waters Associated with Petroleum and Natural Gas, *U. S. Geol. Survey Bull.* (1919).
363. Van A. Mills R., Experimental Studies of Subsurface Relationships in Oil and Gas Fields, *Econ. Geology*, vol. 15 (1920).
364. Van A. Mills R., Relations of Texture and Bedding to Movements of Oil and Water through Sands, *Econ. Geology*, vol. 16 (1921).
365. Van A. Mills R., Natural Gas as a Factor in Oil Migration in the Vicinity of Faults, *U. S. Bur. Mines Rept. Inv.* no. 2421 (1922).
366. Van Orstrand C. E., Some Possible Applications of Geothermics to Geology, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* vol. 18 (1934).
367. Van Orstrand C. E., Temperature Gradients, „Problems of Petroleum Geology,", American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1934).
368. Van Orstrand C. E., Additional Evidence on the Relation of Temperature to Structure in the Salt Creek Oil Field, *Geophysics*, vol. 5 (1940).
369. Van Tuyl, Contribution to the Salt Dome Problem, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 14 (1930).
370. Van Tuyl F. M., Ben H. Parker and Skeeters W. W., Migration and Accumulation of Petroleum and Natural Gas, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 40, no. 1 (1945).
371. Van Tuyl F. M., Levings W. S. and LeRoy L. W., Review of Petroleum Geology in 1947, *Colorado School of Mines Quart.*, vol. 48 (1948).
372. Ver Wiebe Walter A., Oil Fields in the United States, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York (1930).
373. Wadé Arthur, The Search for Oil in Australia, *Jour. Inst. Petroleum (London)*, vol. 12 (1926).
374. Wallace W. E., Jr., Structure of South Louisiana Deep-seated Salt Domes, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.* vol. 28 (1944).
375. Walters Robert F. and Price Arthur S., Kraft-Prusa Field, Barton County, Kansas, Structure of Typical American Oil Fields, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 3 (1948).
376. Wantland Dart, Magnetic Interpretation, *Geophysics*, vol. 9 (1944).
377. Washburne C. W., The Capillary Concentration of Oil and Cas, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 50 (1914).
378. Washburne Chester W., Some Physical Principles of the Origin of Petroleum, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 3 (1919).
379. Washburne E. W. and Bunting E. N., Determining Porosity by the Method of Gas Expansion, *Jour. Am. Geramic Soc.*, vol. 5 (1922).

380. Wasson Theron and Wasson Isobel, Cabin Creek Field, West Virginia, „Structure of Typical American Oil Fields," American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, vol. 1 (1929).
381. Wellman H. W., Metamorphic Gradient, Kent Coalfield, *Econ. Geology*, vol. 43 (1948).
382. Wharton Jay B., Jr., Isopachous Maps of Sand Reservoirs, *Am Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 32 (1948).
383. Wheeler H. A., discussion of a paper by Dorsey Hager, The Evidence of Oklahoma Oil Fields on the Anticlinal Theory, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 56 (1916).
384. White David and Thiessen Reinhardt, The Origin of Coal, *U. S. Bur. Mines Bull.* 38 (1913).
385. White David, Some Relations between Coal and Petroleum. *Washington Acad. Sci. Jour.*, vol. 5 (1915).
386. White David, Genetic Problems Affecting the Search for Oil in New Regions, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 65 (1917).
387. White David, Metamorphism of Organic Sediments and Derived Oils, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 19 (1935).
388. White I. C., The Geology of Natural Gas, *Science*, new ser. vol. 5 (1885).
389. Whiteside Robert M., Geologic Interpretations from Rotary Well Cuttings, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 16 (1932).
390. Wilhelm O., Classification of Petroleum Reservoirs, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 29 (1945).
391. Wilson John H., Lithologic Character of Shales, as an Index of Metamorphism, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 10 (1926).
392. Wilson John H., Gravimeter Survey of the Wellington Field, Larimer County, Colorado, *Geophysics*, vol. 6 (1941).
393. Woolnough W. G., Natural Gas in Australia and New Guinea, *Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull.*, vol. 18 (1934).
394. Workman L. E., Subsurface Geology of the Chester Series in Illinois, *Illinois Geol Survey Rept. Inv.*, no. 61 (1940).
395. Wyatt H. T. and Baptie A. S., Ten Section Field, Kern County, California, in Petroleum Development and Technology, *Am. Inst. Min. Met. Eng. Trans.*, vol. 127 (1938).
396. Zobell Claude E., *Science*, new ser., vol. 102 (1945).
397. Zobell Claude E., *Jour. Sedimentary Petrology* vol. 12 no. 3 (1942).

У. Л. Рассел

ОСНОВЫ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Перевод с английского
Фатимы Георгиевны Епифановой

Под редакцией
Николая Брониславовича Вассоевича и
Михаила Кузьмича Калинко

Ведущий редактор *Г. М. Рагина*
Технический редактор *А. Б. Ящуржинская*
Корректор *Л. Я. Кузнецова*

Сдано в набор 3/X 1957 г.
Подписано к печати 23/V 1958 г.

Формат бумаги 60×92¹/₁₆. Печ. л. 38³/₄ + 1 вкл.
Усл. л. 38,875. Уч.-изд. л. 39,14. Тираж 5250 экз.
Индекс 11—5—4. М-30847.

Гостоптехиздат.
(Ленинградское отделение).
Ленинград, Невский проспект, 28.
Издательский № 101. Заказ № 689.
Типография „Красный Печатник".
Ленинград, Московский проспект, 91.
Цена 28 р. 90 к.